



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico”

TESINA DE GRADUACIÓN

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Miguel Rosendo Larrea Naranjo

Diego Andrés Peña Arcos

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2011

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme dado fuerzas todos los días de mi vida para poder alcanzar mi meta, agradezco a mi familia por haber creído en mí siempre y por haberme brindado todo su apoyo para que pudiera alcanzar mi objetivo.

Agradezco al Ing. Bolívar Miranda por haber sido mi guía y por compartir sus conocimientos para poder culminar con éxito este trabajo, a mis profesores que durante toda la carrera me transmitieron sus enseñanzas, a mis compañeros que me ayudaron con cualquier duda q se presentó.

Miguel Larrea

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Jah por este momento, y por la fuerza que me dió en los momentos más difíciles. A mi familia, por ser mi soporte y mi abrigo.

Agradezco al Ingeniero Bolívar Miranda, cuya acertada guía fue fundamental en el desarrollo de este proyecto. A los profesores y amigos que de una u otra manera, ayudaron a culminar esta etapa de mi vida, resolviendo dudas, sugiriendo soluciones, o simplemente dando buena vibra para continuar .

Diego Peña

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres Roberto y Lola que siempre han estado a mi lado brindándome todo su cariño y ayuda para convertirme en un hombre de bien, a mis hermanos Manuel, Rolando, Yisela, Katty que siempre han creído en mí y me han dado todo su apoyo, a mi abuela Genoveva por estar siempre pendiente de mí y mi familia, a mis amigos que han compartido buenos y malos momentos en mi vida.

Miguel Larrea

Dedico el presente trabajo a mis papás Humberto y Maggy, que nunca se cansaron en recordarme de cuanto soy capaz y hasta dónde puedo llegar; a mis hermanos Daniel y Karinita, por ser mis pequeños cómplices de muchas de mis aventuras; a mis amigos, que siempre creyeron en mí y me tendieron su mano.

Diego Peña

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

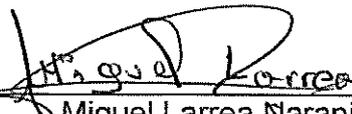
Ing. Jorge Calle Garcia.
PRESIDENTE

Ing. Bolívar Miranda.
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)


Miguel Larrea Naranjo

Diego Peña Arcos



BIBLIOTECA
FICT

RESUMEN

Para estimar la producción de un pozo, se evalúa y se correlaciona la información obtenida de pozos cercanos que atraviesen la misma formación productora y que tengan características similares. Pero en una considerable cantidad de casos, se obtienen producciones muy por debajo de la esperada.

La baja producción de una formación podría deberse a un cambio litológico local ligado al ambiente geológico deposicional, que ha provocado una disminución de la porosidad y/o la permeabilidad. Esto se da por causas naturales, y no pueden ser evitadas, minimizadas y en algunas ocasiones, tampoco predichas.

Al perforar un ambiente en equilibrio físico-químico, como es un reservorio, se pone en contacto dicho sistema equilibrado con uno artificial, que puede o no ser compatible con él, alterándolo. A esta zona alterada (porosidad y permeabilidad) se le denomina zona dañada y a la medida de esta alteración, daño de formación o efecto de piel (skin).

Existen muchos tratamientos para “estimular” las formaciones “dañadas”, siendo los más comunes los tratamientos químicos, de los cuales la acidificación (tratamiento con ácidos) es la que más ampliamente se usa en la industria, debido a su versatilidad, costos y efectividad.

El éxito de una buena estimulación está basado en la calidad de los estudios que se le hagan a la formación, antes, durante y después del tratamiento debido a que son muchos los factores que inciden en todo el proceso, y el obviar uno de ellos puede hacer fracasar el proyecto.

El capítulo 1 contiene una descripción del campo AXY, estratigrafía, ambiente del depósito y descripción del yacimiento donde se especifica las diferentes arenas productoras del campo.

En el capítulo 2 se encuentra información de las características petrofísicas del yacimiento, incluyendo presiones y mecanismos de empuje.

En el capítulo 3 se define el concepto de daño de formación, además se hace un análisis matemático del daño de formación, mostrando las ecuaciones que pueden explicar su comportamiento en un pozo, para luego enumerar y explicar el origen y los mecanismos del daño de formación.

En el capítulo 4 se exponen los métodos de determinación del daño de formación, para usarse en la interpretación de datos obtenidos a través de las

pruebas de restauración de presión (Build up) y de decremento de presión (Drawdown), incluyendo también el método de análisis por curvas Tipo.

El capítulo 5 muestra las generalidades de una acidificación, los tipos de estimulación ácida, tipos de ácidos y aditivos, también se expone las diferencias de la acidificación en los tipos de formación más comunes, y el procedimiento para un tratamiento ácido.

En el capítulo 6 se evalúa la acidificación realizada al pozo AXY 1 del campo AXY del Distrito Amazónico, especificando, primero, las características principales del pozo candidato, también las consideraciones del diseño del tratamiento, una vez ejecutado, se muestra la evaluación de la estimulación haciendo un cuadro comparativo pre y post tratamiento.

El capítulo 7 es el análisis técnico económico del tratamiento, enumerando los costos y beneficios, con el fin de determinar su rentabilidad. Finalmente, se dan conclusiones objetivas, así como las recomendaciones necesarias para que futuras operaciones de estimulación matricial puedan ser llevadas a cabo con resultados satisfactorios.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1.....	3
1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO AXY.....	3
1.1. Ubicación Geográfica.....	3
1.2. Descripción Geológica.....	6
1.3. Estratigrafía y Ambiente de Depósito.....	9
1.3.1. Formación Basal Tena.....	9
1.3.2. Formación Napo.....	10
1.3.3. Formación Hollín.....	13
1.4. Características Geométricas de las Formaciones.....	15

CAPITULO 2.....	17
2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL CAMPO AXY.....	17
2.1. Características petrofísicas de los Yacimientos.....	17
2.1.1. Porosidad.....	17
2.1.2. Permeabilidad.....	19
2.1.3. Presión Capilar.....	21
2.1.4. Saturación.....	23
2.1.5. Permeabilidades Relativas.....	25
2.2. Características Generales de Producción.....	30
2.3.1. Estado Actual del Campo AXY.....	30
2.3.2. Análisis PVT.....	30
2.3. Presiones de los yacimientos.....	32
2.4. Mecanismos de Empuje de los yacimientos.....	33
2.4.1. Empuje Hidrostático Lateral.....	34
2.4.2. Empuje Hidrostático de Fondo.....	34
CAPITULO 3.....	36
3. CARACTERÍSTICAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	36
3.1. Definición de Daño de Formación.....	36
3.1.1. Análisis del signo de S.....	41

3.1.2. Pseudodaño.....	43
3.2. Análisis Matemático del Daño de Formación.....	50
3.2.1. Solución para el flujo transiente temprano.....	52
3.2.2. Solución para el flujo pseudocontinuo.....	55
3.2.3. Solución para el flujo continuo.....	57
3.2.4. Eficiencia de flujo.....	57
3.2.5. Radio aparente del pozo.....	60
3.3. Mecanismos de Daño de Formación.....	61
3.3.1. Interacciones roca/fluidos.....	61
3.3.2. Fenómenos Interfaciales.....	67
3.3.3. Interacciones fluido/fluido.....	69
3.4. Origen del daño de formación.....	75
3.4.1. Daño de Formación en la Perforación.....	75
3.4.2. Daño de Formación por Cementación.....	84
3.4.3. Daños de Formación en la Terminación y Reparación de Pozos.....	87
3.4.4. Daños durante la producción.....	96
 CAPITULO 4.....	 100
4. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	100

4.1. Pruebas de presión transitoria.....	100
4.2. Pruebas de Restauración de Presión (Build Up).....	101
4.2.1. Método de Horner.....	104
4.2.2. Método Miller - Dyes - Hutchinson (MDH).....	117
4.2.3. Método de Matthews - Brons - Hazebrook (MBH).....	120
4.2.4. Método de Muskat.....	125
4.3. Pruebas de decremento de presión (Drawdown).....	129
4.3.1. Región de tiempos tempranos.....	132
4.3.2. Región de tiempos medios.....	133
4.4. Método de Análisis por Curvas Tipo.....	137
4.4.1. Curvas Tipo.....	137
4.4.2. Curva Tipo de Gringarten et. al.....	153
4.4.3. Análisis de Presión Diferencial - Curva Tipo de Bourdet Et. Al. (Método de la Derivada).....	161
 CAPITULO 5.....	 173
5. TIPOS DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS Y BOMBEO DE ÁCIDOS.....	173
5.1. Tipos de Estimulaciones ácidas.....	174
5.1.1. Estimulación Matricial.....	174
5.1.2. Fracturamiento Ácido.....	175

5.1.3. Fracturamiento hidráulico.....	176
5.2. Tipos de ácidos.....	176
5.2.1. Tratamientos de estimulación por combinaciones de ácidos (Reactivas).....	177
5.2.2. Tratamientos no reactivos.....	181
5.3. Tipos de aditivos.....	182
5.3.1. Inhibidores de corrosión.....	182
5.3.2. Agente para control de hierro.....	185
5.3.3. Surfactantes.....	186
5.3.4. Daños de formación susceptibles de ser tratados con surfactantes.....	190
5.4. Otros aditivos.....	190
5.4.1. Solventes Mutuos.....	190
5.4.2. Alcoholes.....	191
5.4.3. Estabilizadores de Arcillas.....	193
5.4.4. Agente Fijador de Finos (FFA).....	194
5.4.5. Agente Antisludging.....	194
5.4.6. Agente Espumante.....	195
5.4.7. Inhibidor de Incrustaciones de Sulfato de Calcio.....	197
5.4.8. Reductor de Fricción.....	198

5.4.9. Agentes desviadores de ácido.....	199
5.5. Estimulación Matricial en Carbonatos.....	200
5.5.1. Reacciones del HCl en Calizas.....	202
5.5.2. Reacción del ácido HCl con Dolomitas.....	203
5.5.3. Reacción con compuestos de Hierro.....	203
5.5.4. Reacciones de Calizas utilizando ácidos orgánicos.....	204
5.6. Estimulación Matricial en Areniscas.....	208
5.6.1. Reacciones del HF con las areniscas y sus diferentes compuestos.....	210
5.7. Componentes de un tratamiento ácido.....	212
5.7.1. Preflujo.....	212
5.7.2. Tratamiento principal.....	212
5.7.3. Sobre desplazamiento.....	213
5.8. Bombeo de ácido.....	213
5.9. Bombeo con tubería flexible.....	214
5.10. Bombeo sin tubería flexible.....	216
 CAPITULO 6.....	 218
6. EVALUACION DE LA ACIDIFICACION EN EL POZO AXY 1.....	218
6.1. Características Generales del Pozo Seleccionado.....	218
6.1.1. Comportamiento de la Producción.....	219

6.1.2. Tendencias de problemas del pozo seleccionado.....	224
6.2. Consideraciones del Diseño del Tratamiento.....	225
6.2.1. Presión de Inyección.....	225
6.2.2. Tasas de Inyección.....	227
6.2.3. Volúmenes requeridos.....	228
6.2.4. Concentraciones requeridas.....	231
6.2.5. Compatibilidad de Fluidos.....	232
6.2.6. Tiempo de Acción de los Componentes del Tratamiento.....	233
6.2.7. Formulaciones.....	234
6.3. Ejecución y evaluación de una estimulación ácida.....	235
6.3.1. Acondicionamiento.....	235
6.3.2. Aplicación del Tratamiento.....	236
6.3.3. Control de Calidad.....	239
6.3.4. Análisis de resultados.....	248
CAPITULO 7.....	249
7. Análisis técnico económico.....	249
7.1. Descripción de los costos del tratamiento.....	250
7.1.1 Costos de los químicos.....	251
7.1.2 Costos del servicio.....	252
7.1.3 Inversión del Proyecto.....	253

7.2 Análisis Costo-Beneficio.....	254
7.2.1 Costos.....	254
7.2.2 Beneficios.....	256
7.2.3 Análisis de Rentabilidad.....	256
Conclusión.....	259

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
BAPD	Barriles de agua por día
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
Hs	Arena Hollín Superior
Hi	Arena Hollín Inferior
T	Arena Napo T
U	Arena Napo U
BT	Arena Basal Tena
CAP	Contacto Agua-Petróleo
ft	Pies
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos
Km.	Kilómetros
m.	Metros
cm.	Centímetros
mm.	Milímetros
mg.	Miligramo
lb.	Libra
psi	Libras por pulgadas cuadradas
scf	Pies cúbicos estándar

bbbl	Barril
cp	Centipoise
mD	Milidarcy
GOR	Relación gas petróleo
°F	Grados fahrenheit

SIMBOLOGIA

P_c	Presión Capilar
ΔP	Diferencial de Presión
A	Area
L	Longitud
μ_{oil}	Viscosidad del Petróleo
k	Permeabilidad
k_s	Permeabilidad en al zona dañada
k_o	Permeabilidad efectiva al petróleo
h_T	Espesor del reservorio
h	Espesor neto de la arena
p_c	Presion a la cabeza del pozo
σ	Tensión superficial
S	Daño de formación
P_s	Presión estatica del reservorio
p_{ws}	Presion de fondo
p_{wf}	Presión de fondo fluyente
p_b	Presión de burbuja
S_o	Saturación de petróleo
S_g	Saturación de gas

S_w	Saturación de agua
S_{wc}	Saturación crítica de agua
θ	Angulo de contacto
q	Tasa de producción
q_o	Tasa de producción de petróleo
q_w	Tasa de producción de agua
q_t	Tasa de producción de fluido total
r_s	Radio de la zona dañada
r_w	Radio del pozo
r_e	Radio externo
s	Factor de daño de formación
T_y	Temperatura de yacimiento
β_{oil}	Factor Volumétrico de formación del petróleo
Φ	Porosidad
NH_4^+	Sal de Amonio
NO_3^-	Sal de Nitrato
ClO_3^-	Sal de Clorato
ClO_4^-	Sal de Perclorato
$C_2H_3O_2^-$	Acetato
Cl^-	Cloruro

<i>I-</i>	Yoduro
<i>OH-</i>	Hidróxido
<i>SO32-</i>	Sulfito
<i>CO32-</i>	Carbonato
<i>CrO42-</i>	Cromato
<i>PO43-</i>	Fosfato
<i>CaCO3</i>	Carbonato de Calcio
<i>NaCl</i>	Cloruro de Sodio
<i>HF</i>	Ácido Fluorhídrico
<i>HCl</i>	Ácido Clorhídrico
<i>FeCO3</i>	Carbonato de Hierro
<i>FeS</i>	Sulfuro de Hierro
<i>Fe2O3</i>	Oxido de Hierro
<i>NaOH</i>	Hidróxido de Sodio
<i>Ca(OH)2</i>	Hidróxido de Calcio
<i>KOH</i>	Hidróxido de Potasio
<i>BaSO4</i>	Sulfato de Bario
<i>SrSO4</i>	Sulfato de Estroncio
<i>NH4HCO3</i>	Bicarbonato de Amonio
<i>Na2CO3</i>	Carbonato de Sodio

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1 Ubicación del Campo AXY
- Figura 1.2 Campo AXY: Mapa Estructural
- Figura 1.3 Campo AXY: Sección Sísmica 83-314
- Figura 1.4 Columna Estratigráfica del Campo AXY
- Figura 2.1 Medio Poroso
- Figura 2.2 Permeabilidad
- Figura 2.3 Grafico de permeabilidades relativas
- Figura 3.1 Diagrama P vs. r con efecto de piel.
- Figura 3.2 Perfil de presión para pozo dañado o estimulado
- Figura 4.1 Historia de caudal y presión para una prueba ideal de incremento de presión.
- Figura 4.2 Técnica gráfica para una prueba de incremento de presión
- Figura 4.3 Aspectos prácticos de análisis de presión del método de Horner.
- Figura 4.4 Grafico de restauración de presión de Horner, mostrando los efectos de llene y daños.
- Figura 4.5 Gráfico Log ($\bar{P} - P_{ws}$) vs. Δt , para determinar el valor correcto de \bar{P}
- Figura 4.6 Historia de caudal y presión para una prueba de decremento de presión.
- Figura 4.7 Gráfico semilogarítmico P_{wf} vs. Log t

- Figura 4.8 Gráfico de coordenadas cartesianas, ejemplo de caudal constante en una prueba de caída de presión.
- Figura 4.9 Diagrama de diagnóstico de curvas tipo.
- Figura 4.10 Ejemplo de empate de curva tipo
- Figura 4.11 Curva de diagnósticos en el que se muestra las formas características de la derivada de presión en un modelo de interpretación.
- Figura 4.12 Prueba de validación. Utilizando gráfico de diagnóstico log-log y gráfico convencional
- Figura 4.13 Curva tipo de Gringarten et al
- Figura 4.14 Gráfico de Presión vs. $(t_p + \Delta t) / \Delta t$
- Figura 4.15 Gráfico de la derivada de presión y tiempo adimensional
- Figura 4.16 Curva tipo de Bourdet et al.
- Figura 4.17 Curvas tipo para un pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento homogéneo
- Figura 5.1 Metanol
- Figura 5.2 Unidad de Coiled Tubing
- Figura 5.3 Unidad Camion Bomba
- Figura 6.1 Curva del Comportamiento Historial de Producción del Pozo AXY
1.

Figura 6.2 Cálculo del volumen requerido para un tratamiento ácido

Figura 6.3 Data pozo AXY

Figura 6.4 Gráfico de la Derivada (Log-Log)

Figura 6.5 Grafico de Horner (Semilog)

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Coordenadas Geográficas y UTEM del Campo AXY
Tabla 1.2	Espesor y Área de las Formaciones del Campo AXY
Tabla 1.3	Topes y Bases de las Arenas
Tabla 2.1	Porosidades y Permeabilidades de las Formaciones
Tabla 2.2	Presión Capilar Medida en Laboratorio
Tabla 2.3	Saturación: Agua, Crítica de Agua, Petróleo y Residual del Petróleo.
Tabla 2.4	Análisis PVT
Tabla 2.5	Salinidad: Análisis PVT
Tabla 2.6	Presiones Iniciales y Actuales de las Arenas Productoras
Tabla 5.1	Reacción de 3 Ácidos en Calizas a Diferentes Porcentajes.
Tabla 6.1	Características Generales del Pozo AXY 1
Tabla 6.2	Historial de Producción del Pozo AXY 1
Tabla 6.3	Tendencias de Problemas
Tabla 6.4	Datos de Admisión del Pozo AXY 1
Tabla 6.5	Otras Características
Tabla 6.6	Concentraciones Requeridas Para la Acidificación de Carbonatos
Tabla 6.7	Concentraciones Requeridas Para la Acidificación de Areniscas

- Tabla 6.8 Tiempo Acción de los Componentes del Tratamiento en la Separación de la Interfase Agua-Petróleo
- Tabla 6.9 Formulación Aplicada Al Pozo AXY 1
- Tabla 6.10 Cuadro Comparativo Entre las Pruebas de Build Up Antes y Después del Tratamiento
- Tabla 7.1 Costos de los Químicos Usados en el Pozo AXY
- Tabla 7.2 Costos de los Servicios Para el Tratamiento en el Pozo AXY 1
- Tabla 7.3 Costo Total del Tratamiento
- Tabla 7.4 Costo de las Pruebas de Build Up
- Tabla 7.5 Descripción del Tiempo de Cierre del Pozo
- Tabla 7.6 Ingresos No Percibidos
- Tabla 7.7 Total Costos del Tratamiento
- Tabla 7.8 Proyección Anual de Ingresos Pre – Post Tratamiento

INTRODUCCIÓN

La estimulación ácida ha sido una de las operaciones de campo que se ha aplicado tradicionalmente en la industria petrolera para mantener, recuperar e incrementar la producción de un pozo, la cual ha declinado debido al desgaste de energía natural que sufren los yacimientos; por el mal manejo en las operaciones de perforación, dañando severamente las zonas productoras, al utilizar un lodo inadecuado para atravesarlas; y en la operación de terminación de pozos.

La operación en la cual se puede provocar daños de formación en mayor escala es en la reparación de pozos, donde se produce la invasión de fluidos de matado a las arenas productoras, causando un daño en las propiedades petrofísicas más importantes de la roca como la porosidad efectiva y la permeabilidad, provocando una mayor caída de presión en la cara de la arena por la acumulación de finos, o bloqueos por agua y que reducen el caudal de petróleo hacia el pozo.

Entre las estimulaciones ácidas más usadas está la estimulación matricial, la cual consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a caudales y presiones por debajo de la presión de fractura. La selección del sistema de fluidos de

tratamiento depende del tipo de daño, de la composición mineralógica y de las condiciones del yacimiento, el éxito de la operación de estimulación dependerá de una clara comprensión de estos factores.

Muchos de los pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección de un pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis. La determinación del tipo de daño, el análisis nodal y la corroboración del daño a través de pruebas de laboratorio son factores muy importantes a considerar para seleccionar y diseñar el tratamiento de un pozo.

CAPITULO 1

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO AXY

1.1 Ubicación Geográfica

El Campo AXY está ubicado en la provincia de Francisco de Orellana, a 260 Km. al oeste de Quito, aproximadamente a 20 Km. al sur-este del campo Sacha y a 100 Km. al sur de la frontera con Colombia. Se encuentra limitado por los siguientes campos: Culebra, Yulebra, Sacha y Yuca al norte; Anaconda, Pindo y Conga al este; Cononaco al sur; y Puma al oeste.

Este campo tiene una orientación norte-sur, siendo parte del gran eje anticlinal que abarca de norte a sur los campos Lago Agrio, Sacha,

Cononaco y Tigüino. Este campo tiene 25 Km. de largo y 4Km. de ancho, con una superficie aproximada de 17.000 acres. La Figura 1.1 muestra la localización del campo.

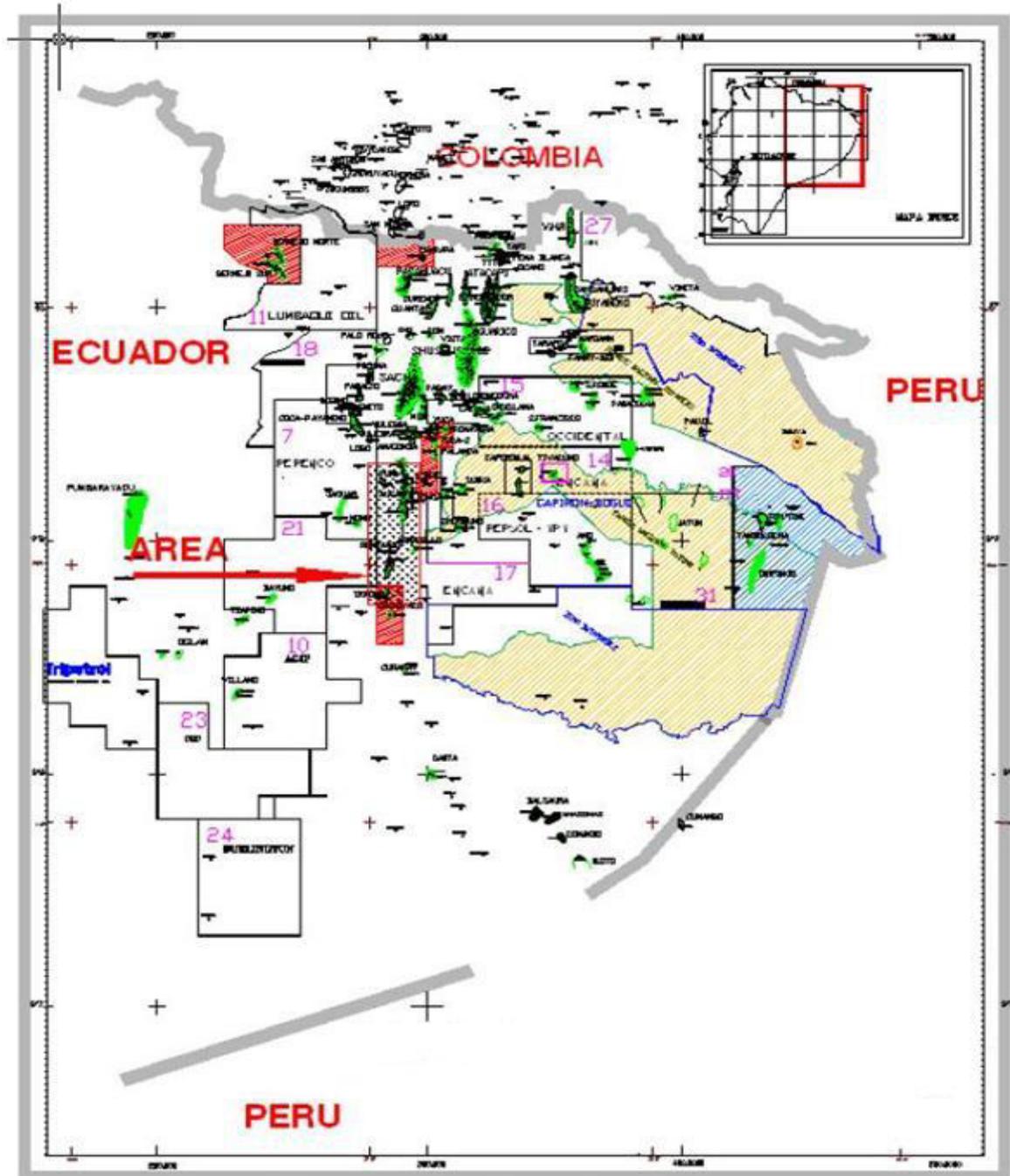
El campo se localiza en la Zona 43 del hemisferio sur, sus coordenadas geográficas con la respectiva equivalencia en coordenadas UTM son:

TABLA 1.1
COORDENADAS GEOGRAFICAS Y UTEM DEL CAMPO AXY

COORDENADAS	LATITUD	LONGITUD
GEOGRAFICAS	Entre 0° 34' S y 0° 48' S	Entre 76° 50' O y 76° 54' O
UTM	Y min = 9'911.645 Y max = 99'366.256	X min. = 288.964 X max. = 29.500

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

Figura 1.1 Ubicación del Campo AXY.



Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

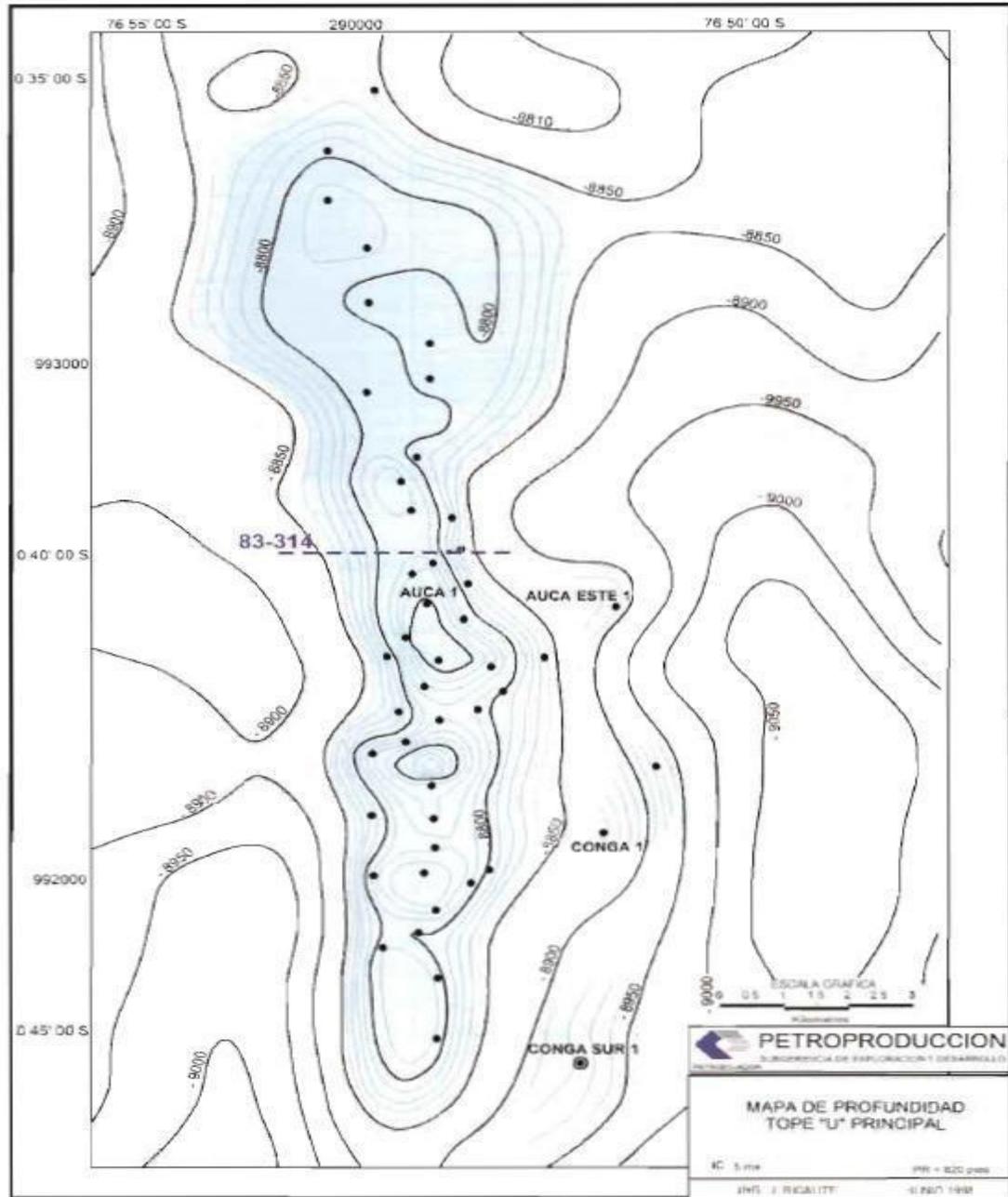
1.2 Descripción Geológica.

El campo AXY se encuentra en la Cuenca Oriente, la cual se extiende de norte a sur, desde la Cuenca Putumayo en Colombia hasta la Cuenca Marañón en Perú y hacia el este hasta el Escudo Guayano-Brasileño.

La mayoría de los sedimentos presentes en esta cuenca evidencian un ambiente de depositación marino somero y aislado del mar abierto.

Las fallas presentes, generalmente corresponden a fallas normales que han controlado la sedimentación antes del cretácico, durante el proceso de extensión de la cuenca.

Figura 1.2 Campo AXY: Mapa Estructural



Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. P. BABY, M. RIVADENEIRA, R. BARRAGÁN

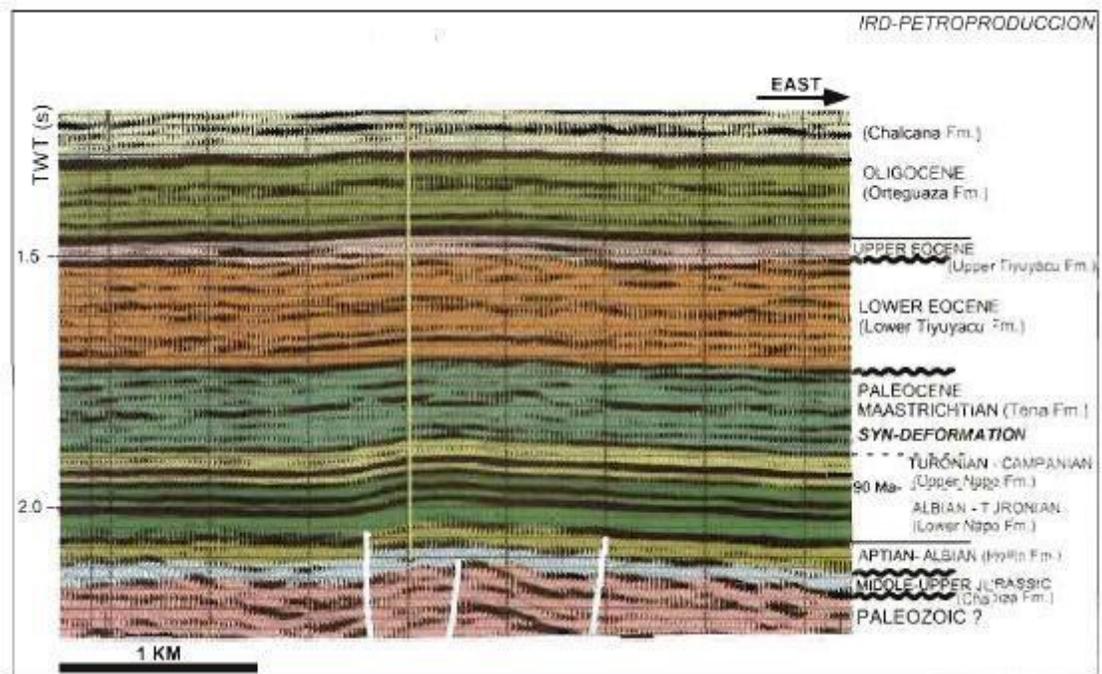
1.2.1 Características Estructurales

Es un anticlinal bastante simétrico, fallado en dirección norte-sur, elongado en dirección NNO-S, que se ensancha en dirección norte (Figura 1.2) con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal, salvo la barrera estratigráfica que se observa al sur de la estructura, siendo esta arenisca la más continúa en el campo. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal (Figura 1.3).

Las arenas “U” y “T” tiene cantidades considerables de hidrocarburos pero sus acuíferos son parcialmente activos, actuando arealmente por zonas a lo largo del campo, lo que ha causado durante el tiempo de producción que la presión decline en algunos sectores del campo.

Esta estructura se formó durante el Maastrichtiano-Paleoceno, como se evidencia en la sección sísmica CP-83-314 (Figura 1.3), que muestra deformación sintectónica de los depósitos de la Formación Tena.

Figura 1.3 Campo AXY: Sección Sísmica 83-314



Fuente: La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. P. BABY, M. RIVADENEIRA, R. BARRAGÁN.

1.3. Estratigrafía y Ambiente de depósito.

En el Campo **AXY** encontramos las formaciones cretácicas Tena, Napo y Hollín, con presencia de hidrocarburos y los yacimientos productores son: Basal Tena, Napo U, Napo T y Hollín. Estas arenas se caracterizan por ser compactas.

1.3.1. Formación Basal Tena.

La formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, formada por un cuerpo arenoso delgado que

descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior. Para esta formación, en el ambiente de depositación se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal.

1.3.2. Formación Napo

La formación Napo está formada por dos areniscas, Napo “U” y Napo “T”, las cuales están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas.

La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian marcados cambios del tamaño del poro que, a veces, disimulan el contacto agua-petróleo.

1.3.2.1. Arenisca Napo U

Esta es una arenisca cuarzosa limpia masiva, se caracteriza por ser continua y por estar presente en todo el Campo AXY, contiene granos finos y es rica en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y

lutitas. Posee una salinidad de 40000 ppm NaCl, espesor promedio de 200 pies. Étienne Jaillard (1997), por su parte, considera que las areniscas son de origen deltaico dominado por mareas, definiendo para "U" ambientes fluviales, de playa y de plataforma marina somera.

- *"U" Superior*

Formada por una arenisca cuarzosa glauconítica, el tamaño del grano es fino de forma sub-redondeado, dispuesta en capas delgadas con importante bioturbación. Su espesor neto promedio de 27 pies.

- *"U" Inferior*

Formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio, de forma sub-angular a sub-redondeado, tiene un espesor promedio de 37.2 pies. Hacia el techo del cuerpo "U" principal (el más limpio y desarrollado, ubicado en la parte inferior), se encuentran limolitas en estratos delgados.

1.3.2.2. Arenisca Napo T

Esta arenisca no es continua, consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Presenta salinidad de 15000 ppm NaCl, y un espesor promedio de 120 pies.

- *“T” Superior*

Presenta arenisca cuarzosa glauconítica de grano fino en mayor proporción, una menor cantidad de grano medio, de forma sub-angular a sub-redondeada, con fuerte bioturbación. Tiene un espesor promedio de 45 pies.

- *“T” Inferior*

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, de forma sub-angular a sub-redondeada, con un espesor promedio de 67 pies.

Las areniscas "T" y "U" fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual, y sobre valles socavados, se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de barras, y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de plataforma marina somera.

1.3.3. Formación Hollín

La formación Hollín tiene un espesor promedio entre 400 – 450 pies, un contacto agua-petróleo bien marcado y exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo. Está presente en todo el campo AXY sin presencia de fallas.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollín inferior de origen volcánico, que se depositó en un ambiente fluvial evolucionando a un ambiente platafórmico, posiblemente estuarino, con influencia mareal, y Hollín superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa.

1.3.1.1 Hollín Inferior o Principal.

Es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee un espesor neto de aproximadamente 40 pies y una salinidad de 1000 ppm NaCl.

1.3.1.2 Hollín Superior.

Es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita e importante presencia de material carbonáceo. El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 pies, existe una salinidad de 2125 ppm NaCl.

TABLA 1.2
ESPESOR Y AREA DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO AXY

FORMACION	ESPESOR (pies)	AREA (acres)
BASAL TENA	40	16.460,09
NAPO "U"	200	21.471,49
NAPO "T"	120	13.621,87
HOLLIN	400 – 450	20.844,09

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción. PPR – YAC 510 1-5

TABLA 1.3
TOPES Y BASES DE LAS ARENAS

ARENAS	TOPES	BASES
BASAL TENA	8946	8975
"U" INFERIOR	9742	9853
"T" SUPERIOR	9923	9970
"T" INFERIOR	9982	10057
HOLLÍN SUPERIOR	10153	10285
HOLLÍN INFERIOR	10667	10710

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción. PPR – YAC 510 1-5

Figura 1.4 Columna Estratigráfica del Campo AXY

EDAD		MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN		
MEZOSÓICO	CRETÁCICO	NAPO SUPERIOR	MAASTRICHTIANO	TENA	Arenisca cuarzosa, transparente translúcida, grano fino Medio, en parte grano grueso, subredondeada a subangular. Moderadamente sorteada, cemento y matriz no visible.	
			BASAL TENA			
			CAMPANIANO		Lutita gris oscura, gris clara, físil. En parte laminar, astillosa. Moderadamente firme, ligeramente calcárea.	
			SANTONIANO			
		CONIACIANO	CALIZA M1		Caliza gris oscura, en menor cantidad moteada de crema. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.	
					Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.	
		NAPO MEDIO	TURONIANO	CALIZA M2		Caliza cremosa, moteada de blanco. Ocasionalmente gris oscuro. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
				CALIZA A		Caliza gris blanquecina, moteada de blanco. Moderadamente dura, blocosa, con glauconita.
		NAPO INFERIOR	CENOMANIANO	ARENISCA U SUP		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ocasionalmente grano medio. Silicio, en partes matriz calcárea y glauconítica.
				ARENISCA U MEDIA		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio. Subangular a subredondeada.
				ARENISCA U INF		Arenisca cuarzosa, hialina, transparente a subtransparente. Grano fino a muy fino. Ocasionalmente grano grueso. Subangular a subredondeada.
						Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		NAPO BASAL	ALBIANO	CALIZA B		Caliza gris oscura, crema, moteada de blanco. Suave, moderadamente firme. Blocosa o subblocosa.
				ARENISCA T SUP		Arenisca cuarzosa, hialina, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ligeramente friable. Subangular a subredondeado, regular selección.
				ARENISCA T INF		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado, regular selección. Friable.
						Lutita gris clara a negra. Moderadamente dura. Laminar.
APTIANO	FORMACIÓN HOLLÍN			Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado. Ocasionalmente angular. Friable, suelta, asociada con glauconita la parte superior.		

Fuente: Archivo Técnico. Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

CAPITULO 2

2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL CAMPO AXY

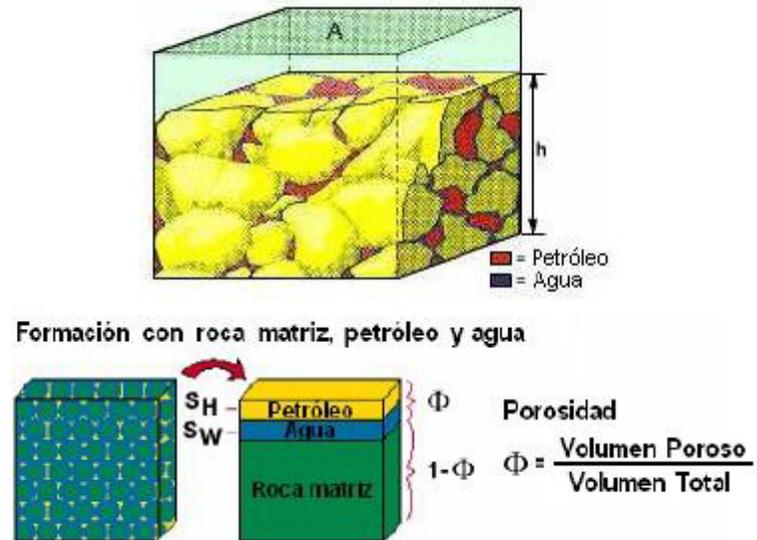
2.1 Características petrofísicas de los Yacimientos.

Conocer las características petrofísicas de los yacimientos, además de ayudar en el cálculo de presiones y reservas, son necesarias para limitar e interpretar los datos obtenidos en las pruebas de pozo.

2.1.1 Porosidad

Se define **Porosidad** a la relación entre el volumen del espacio intersticial o volumen poroso de la roca y el volumen total de la misma. Se expresa en porcentaje e indica la cantidad de fluido que puede contener una roca.

Figura 2.1 Medio Poroso



Fuente: Schlumberger; Petrophysics Distance Learning Module.

La porosidad puede dividirse en:

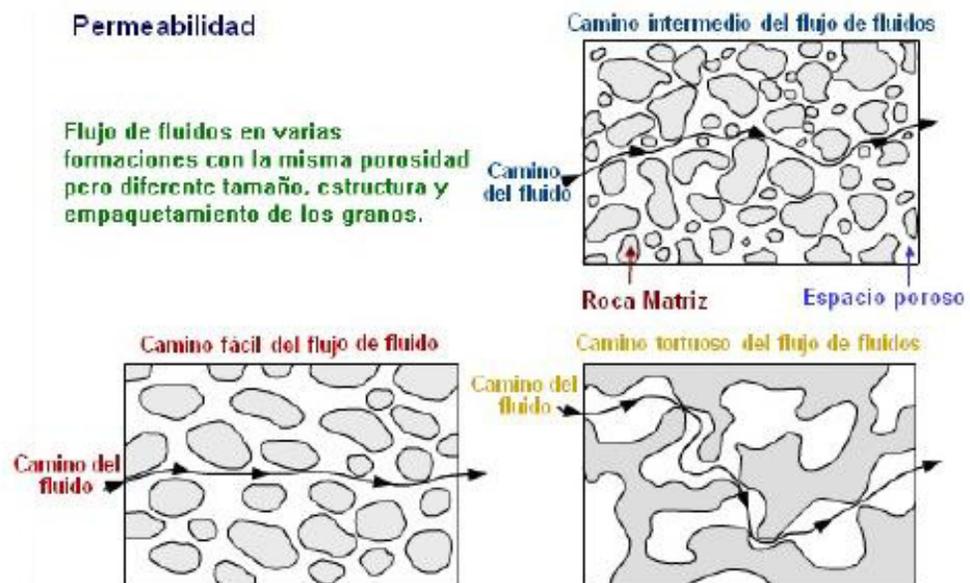
Porosidad absoluta: es el porcentaje de espacio poroso con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están o no interconectados entre si.

Porosidad efectiva: es la razón entre el volumen total del espacio que ocupan los poros interconectados y el volumen total de la roca.

2.1.2 Permeabilidad

La Permeabilidad describe la facilidad con la cual, un sólido o roca, permite a los fluidos pasar a través de la misma, usando los espacios porosos interconectados.

Figura 2.2 Permeabilidad



Fuente: Schlumberger; Petrophysics Distance Learning Module.

Los siguientes datos fueron obtenidos en base de registros eléctricos, análisis PVT y estudios de Núcleos.

TABLA 2.1
POROSIDADES Y PERMEABILIDADES DE LAS FORMACIONES

FORMACION	POROSIDAD PROMEDIA	PERMEABILIDAD PROMEDIA
BASAL TENA	20,5%	3210 mD
NAPO "U" SUPERIOR	12,4%	16,7 mD
NAPO "U" INFERIOR	14,4%	76 mD
NAPO "T" SUPERIOR	10,9%	350 mD
NAPO "T" INFERIOR	12,7%	104,5 mD
HOLLIN SUPERIOR	14,8%	104,5 mD
HOLLIN INFERIOR	15,4%	185,8 mD

Fuente: Archivo Técnico, EP Petroecuador.

A partir de los estudios de permeabilidad orientada (horizontal y vertical), se deduce una relación entre permeabilidad horizontal y vertical para el conjunto de las muestras de los yacimientos que se traduce en la siguiente ley:

$$K_{\text{vertical}}=0.51K_{\text{horizontal}}$$

Generalmente las muestras son tomadas en rocas homogéneas y esta diferenciación entre permeabilidad horizontal y vertical no tiene en cuenta las barreras de **transmisibilidad** que en los reservorios y que son generalmente debidas a intercalaciones de arcilla entre las unidades o en las unidades. El ajuste de la historia de producción con el modelo de simulación permitirá determinar el papel de dichas intercalaciones.

2.1.3 Presión Capilar

Siempre que dos o más fluidos **coexisten** en un sistema de tubos capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar.

Todas las diferentes medidas de presión de capilaridad han sido obtenidas a partir de inyección de mercurio (Purcell) hasta 2000 psia. En laboratorio la presión de inyección esta forzada hasta la

invasión máxima del volumen poroso por el mercurio. El análisis de los radios de entrada de los poros muestra un largo espectro de radios de 20 hasta menos de 1 micrones. Para determinar el rango de presión capilar efectiva se considero dos tipos de cortes:

- Corte de los radios de poro de menos de 1 μ ; para determinar un valor máximo de presión capilar.
- Corte a 75% de invasión por el mercurio; para determinar un valor mínimo de presión capilar.

Los resultados promedios son los siguientes:

TABLA 2.2
PRESIÓN CAPILAR MEDIDA EN LABORATORIO

Pc laboratorio	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín
Máxima (psia)	100	100	100	100
Mínima (psia)	15	15	30	30

Fuente: Archivo Técnico, EP Petroecuador.

Las presiones capilares en condiciones de yacimientos se deducen de las primeras por aplicación de la ecuación clásica siguiente:

$$P_{C_{Lab}} = \frac{\cos \theta_{Lab} T_{Mercurio/Aire}}{\cos \theta_{Campo} T_{Agua/Petróleo}} P_{C_{Campo}}$$

Considerando, 480 dyn/cm de tensión interfacial con un ángulo de 140° para el sistema mercurio/aire y de 20 dyn/cm con un ángulo de 45° para el sistema agua/petróleo se puede estimar la presión capilar en condiciones de reservorio.

2.1.4 Saturación

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

$$S_x = \frac{V_x}{V_t}$$

Donde: S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1. Si consideramos un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, tenemos:

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Donde: S_o = Saturación de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

Todo reservorio de hidrocarburo contiene algo de agua; sin embargo, a menos que la saturación de agua exceda un valor llamado la "saturación crítica de agua" (S_{wc}), la fase agua es inmóvil y no será producida. El agua dentro de los poros es a veces llamada "intersticial". El término "agua connata" es usado para denotar agua que fue depositada simultáneamente con los sedimentos.

Los valores de saturación de agua fueron obtenidos a partir de registros eléctricos mientras que los de saturación crítica de agua y residual del petróleo fueron medidos en núcleos.

TABLA 2.3
SATURACIÓN: AGUA, CRÍTICA DE AGUA, PETRÓLEO Y RESIDUAL DEL
PETRÓLEO.

FORMACION	S_{wi} (%)	S_w (%)	S_{wor} (%)	S_o (%)
BASAL TENA	-	34.3		65.7
NAPO "U" SUPERIOR	16.1	25.8	38	67.2
NAPO "U" INFERIOR	14		33.5	
NAPO "T" SUPERIOR	33.1	37.7	31	62.3
NAPO "T" INFERIOR	23		29.5	
HOLLIN SUPERIOR	25	39.6	32	60.4
HOLLIN INFERIOR		38.5		61.5

Fuente: Archivo Técnico, EP Petroecuador.

2.1.5 Permeabilidades Relativas

Numerosos estudios de laboratorio han concluido que la permeabilidad efectiva a cierto fluido de reservorio es una función de su saturación y de las características de humectabilidad de la formación. Esto hace necesario especificar la saturación del fluido cuando se expresa la permeabilidad efectiva de un fluido en particular en un medio poroso.

La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos.

Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la razón entre la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta,

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

Donde

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas

k = permeabilidad absoluta

k_o = permeabilidad efectiva al petróleo para una saturación de petróleo dada

k_w = permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada

k_g = permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada.

Ya que las permeabilidades efectivas tienen valores en un rango que va desde cero hasta k , las permeabilidades relativas pueden tener cualquier valor entre cero y uno,

$$0 \leq k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} \leq 1$$

Se debe puntualizar que cuando las tres fases están presentes *la suma de las presiones relativas ($k_{ro} + k_{rg} + k_{rw}$) es, al mismo tiempo, variable y siempre menor o igual a la unidad.*

Para hallar el valor de las permeabilidades relativas existen un sin número de correlaciones y formulas empíricas, cuyo uso depende de las condiciones propias del yacimiento, del proceso bajo el cual se estudie las permeabilidades y de los datos de los que se dispone. En el presente estudio, se utilizará la correlación de Pirson² (1958), la cual a partir de consideraciones petrofísicas, se derivaron relaciones

generalizadas para determinar la permeabilidad relativa de la fase mojanante y no mojanante tanto para el proceso de imbibición como para el de drenaje. Estas expresiones generalizadas son aplicadas para rocas mojadas por agua.

Para la fase mojanante (agua)

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3$$

La expresión anterior es válida tanto para el proceso de imbibición como para el de drenaje.

Para la fase no mojanante

- **Imbibición**

$$(k_r)_{no\ mojanante} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]$$

- **Drenaje**

$$(k_r)_{no\ mojanante} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5}$$

Donde:

S_{nw} = saturación de la fase no mojanante

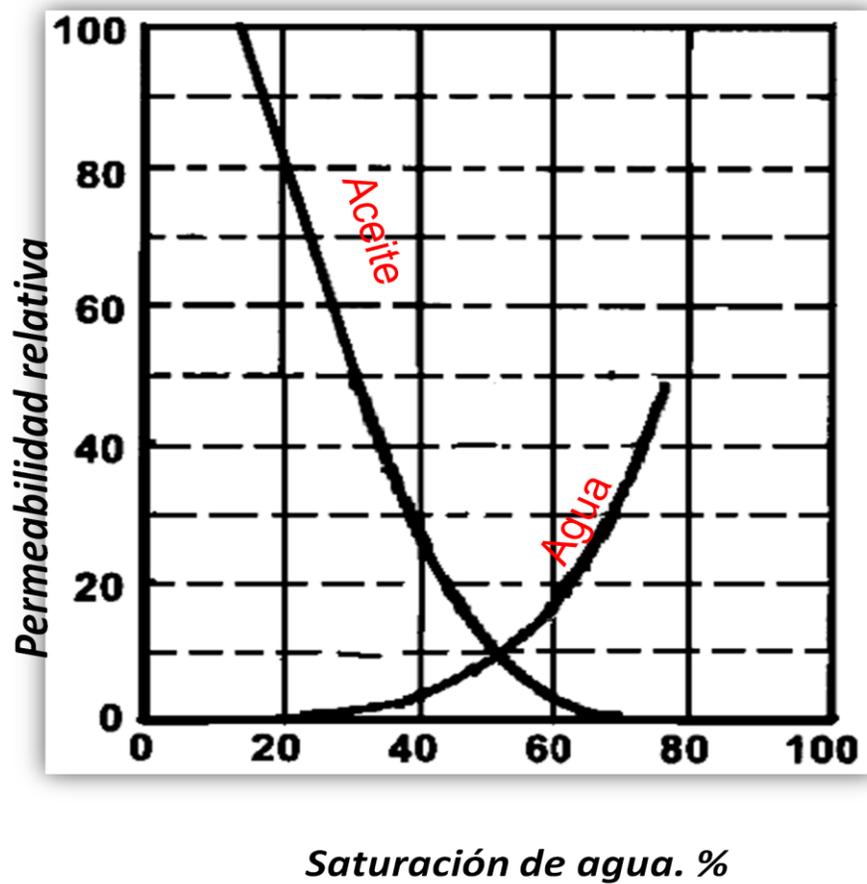
S_w = saturación de agua

S_{wc} = saturación de agua connata (irreductible)

S_w^* = saturación efectiva de agua definida por:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

Figura 2.3 Grafico de Permeabilidades Relativas



Fuente: Leverett, Mc.: "Capillary Behavior in Porous Solids, Trans., AIME (1941)

2.2 Características Generales de Producción

Los análisis PVT y las pruebas e historiales de producción pueden dar una perspectiva muy objetiva de las características de producción. Todas estas características son necesarias para el análisis de factibilidad económica para cualquier tipo estimulación (acidificación o fracturamiento).

2.2.1 Estado Actual del Campo AXY

La producción del campo **AXY** de enero a junio del 2010 es de 3'400.497 STB de petróleo, siendo apenas superior en un 4,7% a la producción en el mismo periodo del año 2009 (BSW, Producción de Gas).

2.2.2 Análisis PVT

Los análisis PVT se utilizan principalmente para determinar las propiedades de los fluidos contenidos dentro de la arena, estos análisis son realizados en laboratorio, simulando las condiciones del reservorio, **es decir a P_y y T_y** .

Los datos fueron obtenidos en base de pruebas PVT disponibles, realizadas a las muestras tomadas de los pozos en las respectivas arenas1.

La Tabla 3.2 muestra los datos promedios correspondientes a cada arena, que fueron obtenidos del informe final del laboratorio:

TABLA 2.4
ANÁLISIS PVT.

DATOS PVT	BASAL TENA	NAPO "U"	NAPO "T"	HOLLIN
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
Ps (psia)	645	231	640	195
Boi (rb/stb)	1.1338	1.043	1.131	1.111
Bos (rb/stb)	1.1547	1.09	1.16	1,15
Coi [x10-6] (1/psia)	6.2	5.21	6.75	6.48
Cos [x10-6] (1/psia)	6.2	8.77	9.03	8.18
Uoi (cp)	21.34	13.8	5.05	4.76
Uos (cp)	14.29	2.82	2.6	2.66
RGP (stcft/stb)	116	50	163	10
Uw	0.3	0.3	0.3	0.267
°API	21.1	20.1	29	31.6

Fuente: Archivo Técnico, EP Petroecuador

TABLA 2.5**SALINIDAD**

FORMACION	SALINIDADES
BASAL TENA	35000
NAPO "U"	40000
NAPO "T"	15000
HOLLIN SUPERIOR	2125
HOLLIN INFERIOR	1000

Fuente: Departamento de Yacimientos. Petroproducción

2.3 Presiones de los Yacimientos

A partir de las pruebas de presión y producción en los diferentes pozos y del historial de presión, se muestra a continuación los valores promedios para cada arena, junto con la presión inicial para fines comparativos.

TABLA 2.6**PRESIONES INICIALES Y ACTUALES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS**

FORMACION	PRESION INICIAL (psi)	PESION ACTUAL (psi)	PRESION SATURACION (psi)
BASAL TENA	3.563	1.000	645
NAPO "U"	4.141	1.363	245
NAPO "T"	4.213	1.180	640
HOLLIN INFERIOR	4.523	4.300	100
HOLLIN SUPERIOR	4.523	2.100	195

Fuente: Archivo Técnico. Petroproducción

Se agregó también la Presión de Saturación, o Presión de Burbuja, que se define como la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas que se encuentra disuelto en el petróleo. Siendo muy importante notarlo, debido a que las propiedades del crudo cambian al caer la presión bajo este valor de presión.

2.4 Mecanismos de Empuje de los yacimientos

Es necesario conocer el mecanismo de desplazamiento por el cual los yacimientos se encuentran influenciados, para analizar correctamente el comportamiento de los fluidos que en ellos se encuentran. Esto permitirá definir exactamente la capacidad productiva de cada una de las arenas en función del tiempo de producción, así como a la identificación de los modelos matemáticos adecuados para establecer la cantidad de fluidos que se pueden obtener y su influencia en las características del pozo.

La producción inicial del campo se debió al efecto de expansión de fluidos, sin embargo debido a la producción continua y a la caída de las presiones de reservorio, estas tienden a estabilizarse. Actualmente los yacimientos del Campo AXY están influenciados por Empuje Hidrostático Lateral y Empuje Hidrostático de Fondo.

2.4.1 Empuje Hidrostático Lateral

Este tipo de desplazamiento se caracteriza por la acción de un acuífero lateral donde la intrusión de agua hacia el yacimiento puede ser paralela a los planos de estratificación de las capas, generalmente ocurre en capas delgadas y altamente inclinadas. El efecto de este empuje es desplazar los fluidos hacia las partes más altas de la estructura.

En el campo AXY se evidencia la influencia de un Empuje Hidrostático Lateral en las arenas Basal Tena, Napo "U", Napo "T" y Hollín Superior.

2.4.2 Empuje Hidrostático de Fondo

Este desplazamiento se debe a la influencia de un acuífero de suficiente espesor por debajo de la zona de petróleo, lo que permite el movimiento de agua en forma vertical.

También se conoce como desplazamiento por acuífero de acción infinita pues el efecto de este evita que la presión del reservorio decaiga.

El efecto de un acuífero de fondo se evidencia en la arena Hollín Inferior.

CAPITULO 3

3. CARACTERÍSTICAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

3.1 Definición de Daño de Formación

Daño de formación, es la reducción en permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. El término *efecto de piel (Skin)* también se usa en este mismo sentido para denotar una superficie o cilindro de permeabilidad reducida alrededor del pozo.

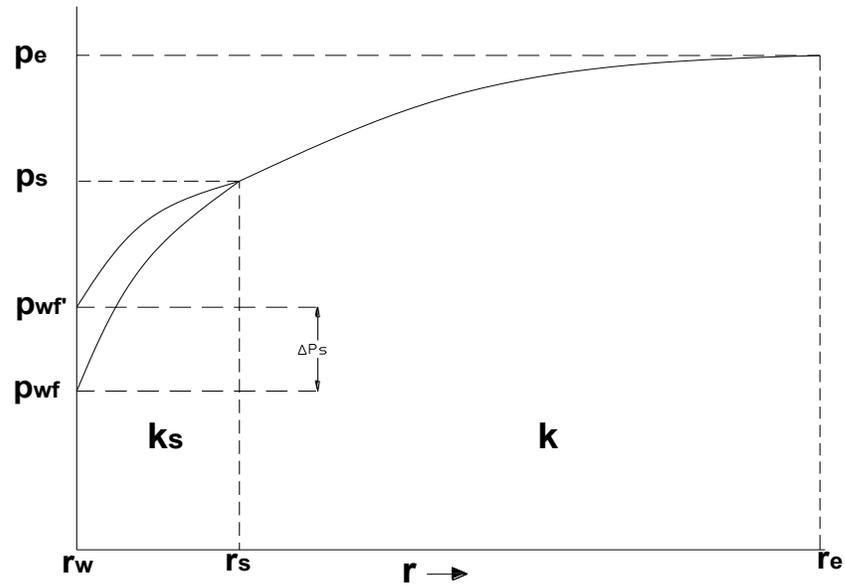
El daño puede ocurrir durante las operaciones de perforación, terminación o producción y puede ser el resultado de hinchamiento de partículas arcillosas en arenas limosas, invasión de partículas del lodo de perforación, precipitación química, formación de emulsiones,

desarrollo bacterial, aumento en agua innata y depósitos de parafina o asfaltenos.

En general, cualquier fenómeno que cause distorsión de las líneas de flujo de su patrón perfectamente normal al pozo, resultará en un factor de piel. Se puede afirmar que el factor de piel es la diferencia entre el comportamiento de afluencia ideal de un pozo y su comportamiento real.

El factor "S" representa la sumatoria de todos los efectos que representan caídas adicionales de presión en el sistema de producción yacimiento/pozo. El efecto "*skin*" (S) es una variable adimensional y compuesta.

Figura 3.1 Diagrama P vs. r con efecto de piel.



Donde: P_{wf}' = Presión fluyente del pozo en ausencia de daño.

P_{wf} = Presión fluyente del pozo cuando hay daño.

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf}$$

$P_e - P_{wf}$ = Caída de presión total en presencia de daño.

$P_e - P_{wf}'$ = Caída de presión total en ausencia de daño.

Asumiendo estratos en serie de diferentes permeabilidades, se tendría:

$$\Delta p_t = \Delta p_1 + \Delta p_2 \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$P_e - P_{wf} = (P_e - P_s) + (P_s - P_{wf}) \quad \text{Ec. 3.2}$$

También, de la figura 3.1 se tiene:

$$P_e - P_{wf} = (P_e - P_{wf}') + (P_{wf}' - P_{wf}) \quad \text{Ec. 3.3}$$

$$P_e - P_{wf} = (P_e - P_{wf}') + \Delta P_s \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

ΔP_s = Caída de presión adicional que ocurre por efecto del daño. Esto equivale a suponer que esta caída ocurre alrededor del mismo pozo, como si el daño estuviera concentrado en un estrato en serie próximo al pozo de espesor peculiar. De ahí que al efecto de daño lo llaman efecto de piel (en inglés: *skin effect*).

Expandiendo $(P_e - P_{wf}')$ en la ecuación 3.3 (1), se tiene:

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\beta\mu}{0.00708kh} \ln \frac{r_e}{r_w} + \Delta P_s \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$q = \frac{0.00708kh}{\ln \frac{r_e}{r_w} \beta\mu} (P_e - P_{wf} - \Delta P_s) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Para evaluar ΔP_s , podemos asumir que:

P_s = Presión al radio r_s , hasta donde existe daño.

P_e = Presión al radio externo, r_e .

k_s = Permeabilidad de la zona dañada.

k = permeabilidad de la zona virgen.

$$\Delta P_s = P'_{wf} - P_{wf} = (P_s - P_{wf}) - (P_s - P'_{wf}) \quad \text{Ec. 3.7}$$

Reemplazando la caída de presión en cada zona con el equivalente de la Ley de Darcy:

$$\Delta P_s = \frac{q\beta\mu}{0.00708k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q\beta\mu}{0.00708kh} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Ordenando,

$$\Delta P_s = \frac{q\beta\mu}{0.00708kh} \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde

$$\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) = S \quad \text{Ec. 3.10}$$

S = factor de piel, adimensional.

$$\Delta P_s = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} S \quad \text{Ec. 3.11}$$

Sustituyendo la Ec. 3.11 en la Ec. 3.6, se tiene:

$$q = \frac{0.00708kh(P_e - P_{wf})}{\beta\mu(\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Nótese que ΔP_s no es la caída de presión en la zona dañada sino la caída de presión adicional a la caída $P_e - P_{wf}'$, que se necesita para obtener q en presencia de daño. La caída de presión en la zona

dañada es $P_s - P_{wf}$, que es igual a $(P_e - P_{wf}) - (P_e - P_s)$. La caída de presión en la zona virgen, entre r_e y r_s , es $(P_e - P_s)$.

Siguiendo estos conceptos, la caída de presión adicional $\Delta P_s = P_{wf} - P_{wf}$ tomaría lugar en el pozo mismo, entre $r_w + d_r$ y r_w , una zona de espesor pelicular, de ahí el nombre de efecto de piel o skin effect.

3.1.1 Análisis Del Singo De S

El factor de piel, S, es igual a:

$$S = \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \left(\frac{k}{k_s} - 1\right)$$

Si $k_s < k$, existe daño, S será positivo.

Si $k_s > k$, implicaría que la permeabilidad cerca del pozo se ha mejorado como ocurre en una estimulación, S será negativo.

Si $S=0$, entonces $k_s = k$.

El factor “*skin*” será positivo o negativo en los siguientes casos:

- Invasión de fluidos S (+)
- Mini fracturas S (-)

- Disparos Parciales S (+)
- Pozos inclinados S (-)
- Perforación Parcial S (+)
- Fracturas hidráulicas S (-)
- Pozo Horizontal S (-)
- Flujo turbulento S (+)
- Fluido de inyección S (+)
- Si hay producción de tres fases S (+)
- Cuando $P_e - P_{wf} > 1000$ psi S (+)
- Cuando haya altas tasas de flujo (Turbulencia) S (+)
- Cuando se cañonea a $<$ de 4 TPP S (+)

Es necesario enfatizar que un factor de piel total positivo no necesariamente indica daño de formación. Por lo tanto, antes de tomar la decisión sobre una estimulación para remediar el daño de formación vale la pena determinar la fuente del factor de piel positivo.

Hacerlo requiere de estimadores independientes de los factores de piel debidos al flujo no-darcy, penetración parcial y los punzados. El flujo no-darcy no es un factor usual en pozos de

petróleo, pero puede ser un factor dominante en pozos de gas. Las correlaciones son válidas en la literatura petrolera para estimar los factores para punzados y perforación parcial.

Si resulta que el factor total de piel positivo es debido, predominantemente, a factores irremediables (flujo no-darcy, punzados y perforación parcial) entonces un gasto innecesario en estimulación podría ser evitado. Debemos notar que el análisis de la presión transiente da el factor de piel total.

3.1.2. Pseudodaño

3.1.2.1. Configuración Del Pozo

Los pseudo daños remanentes después de la terminación pueden ser atribuidos directamente al pozo. No todos estos tienen que ver con el daño verdadero, pueden tener origen mecánico o físico.

Siempre se encuentran pseudodaños negativos en pozos desviados, el alejamiento negativo es función del

ángulo de desviación del pozo y de la dureza de la roca reservorio.

3.1.2.2 Condiciones de producción

Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudodaños. Si se pone al pozo a producir aun caudal grande, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente pseudo daño positivo es proporcional al caudal de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudo daño no existe, puesto que no hay desgaste mecánico en la cara de la arena producido por la rata de flujo.

La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudo daño que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración puede ocurrir que la presión en las inmediaciones del pozo caiga por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos, y puede así crearse un pseudo daño positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudodaños positivos.

En reservorios de arena no consolidada, el flujo dependiente del daño puede ser causado por modificaciones en los arcos de arena producidos durante la perforación. Se detectan variaciones abruptas del daño, totalmente dependientes del caudal de flujo.

3.1.2.3 Penetración Parcial

Hay varias razones por las cuales un pozo puede terminarse poniendo en producción solo una porción de la capa productiva (h_w). Esta penetración parcial produce una carga adicional que se considera como un tipo especial de pseudo daño, y que no es un daño verdadero. El valor del daño provocado por la penetración parcial es siempre positivo, excepto en el caso de pozos desviados.

Existen ecuaciones para calcularlo, como las de Odeh o la de Streltsova.

En reservorios de baja permeabilidad, se hacen muy importantes los fenómenos transitorios asociados a la penetración parcial.

La característica del flujo en tiempos tempranos es semejante a la de un pozo produciendo mediante el espesor de la capa productiva abierta al flujo (h), y luego

de una transición, se observa el flujo de toda la formación (h_w). El fenómeno transitorio finaliza cuando todo el espesor contribuye a la producción.

En síntesis:

- La producción está limitada debido a que $h < h_w$ en pozos verticales.
- El pozo queda descentrado con respecto al radio de drenaje.
- El daño por penetración parcial puede tomar valores negativos en casos de pozos desviados, dependiendo del espesor punzado, del espesor de la formación y del ángulo de inclinación.

3.1.2.4. Otros pseudo daños

Otras causas del deterioro de la producción son:

- 1- Colapso del tubing.
- 2- Colapso de perforaciones, se da en formaciones donde se ha sobreestimado la competencia de caudales y presiones entre pozos vecinos.

3- Pobre aislamiento entre zonas productivas como resultado de una mala cementación, por ejemplo: La invasión de petróleo en una capa de gas reduce sustancialmente la permeabilidad del gas (oil block).

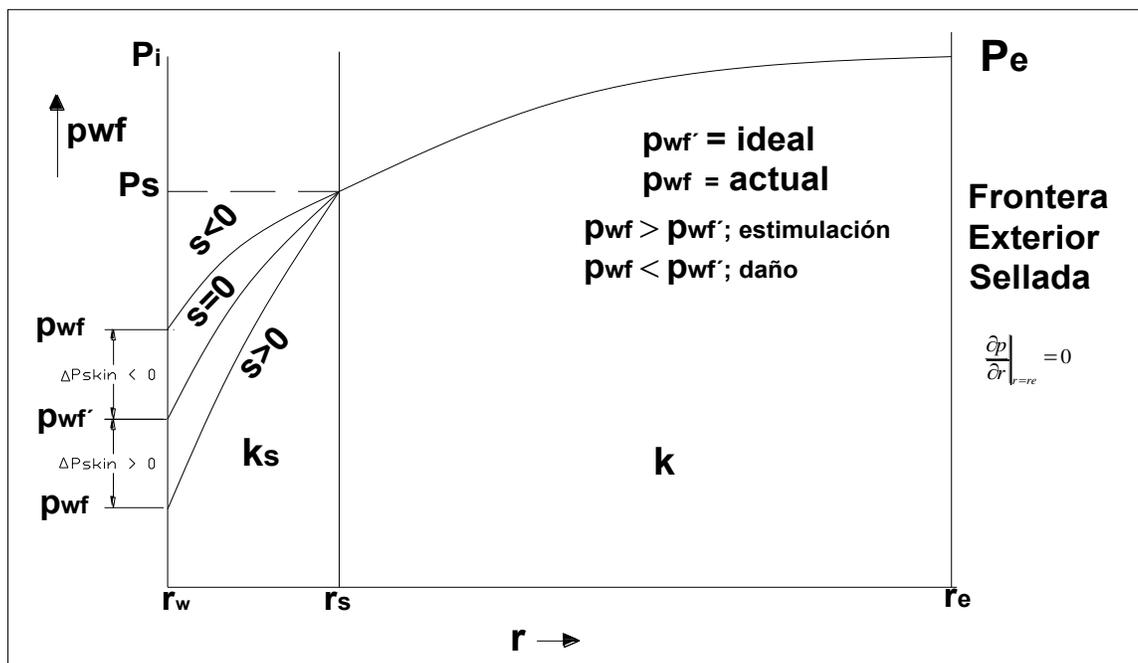
La mezcla de dos hidrocarburos distintos puede producir (y en la mayoría de los casos produce) la precipitación de asfaltenos, resinas y parafinas. La invasión de agua en una capa de petróleo, reduce sustancialmente la permeabilidad del último (water block), puede crear emulsiones y causar problemas serios con las arcillas. Los tratamientos de estimulación, *tanto en el caso de la acidificación de la matriz como en el caso de la fracturación hidráulica, pueden causar daños serios en pozos mal cementados, hasta el punto de tener que llegar a abandonar el pozo.*

- 4- Pobre diseño del sistema de Gas-Lift; diámetro del tubing insuficiente; presión de operación de Gas-Lift inadecuada; diseño incorrecto del sistema de válvulas; contrapresión en superficie demasiado elevada.

3.2 Análisis matemático del daño de formación

Las caídas de presión que se calculan resolviendo la *ecuación de la difusividad* ⁽¹⁾ para un sistema dan una imagen idealizada de la situación del flujo. En la práctica, hay varios factores que causarían un cambio de presión adicional cerca del pozo los cuales no están considerados en el sistema ideal.

Figura 3.2 Perfil de presión para pozo dañado o estimulado



Es habitual considerar para este cambio adicional de presión, una presión adimensional conocida como factor de piel, obtenida mediante la ecuación de la difusividad para el sistema ideal. Por lo tanto, al pozo, la presión adimensional consistirá de 2 partes, aquella calculada de la ecuación de la difusividad para el sistema ideal y aquella que tiene en cuenta los factores antes mencionados. Hay que enfatizar que la corrección del factor de piel se añade a la solución al pozo y no de la solución dentro del reservorio. Esta corrección asume una región de permeabilidad de espesor cero (“skin” o superficie) cerca del pozo.

Para considerar el cambio adicional de presión cerca del pozo, se añade el factor de piel total a la presión adimensional que se obtendrá de la solución de la ecuación de la difusividad para un sistema ideal. Así, en general, al pozo:

$$P_D^{actual}(1, t_D) = \frac{P_i - P_{wi}^{actual}(t)}{\frac{141.2q\mu\beta}{kh}} = P_D^{ideal}(1, t_D) + S \quad \text{Ec. 3.13}$$

y

$$\Delta P_{actual} = P_i - P_{wi}^{actual}(t) = \Delta P_{ideal} + \Delta P_{skin} \quad \text{Ec. 3.14}$$

Las soluciones alejadas del pozo permanecerán sin cambio porque el concepto de factor de piel solo se aplica en el pozo.

3.2.1 Solución para el flujo transiente temprano

Para el período de flujo transiente temprano la solución de la ecuación adimensional de difusividad para un yacimiento que actúa como si fuera infinito y el pozo exhibe una zona alterada.

(Figura 3.2):

$$p_{Dactual}(1, t_D) = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907] + S, \text{ para } t_D \geq 25 \quad \text{Ec. 3.15}$$

$$p_{wf actual}(t) = p_i - \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \left[\log t + \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad \text{Ec. 3.16}$$

La ecuación 3.16 demuestra que un gráfico de p_{wf} versus $\log t$ será una recta con una pendiente dada por:

$$m = -162.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \quad \text{Ec. 3.17}$$

la cual puede ser usada para calcular $\frac{kh}{\mu}$ (transmisibilidad) o k

si h y μ son conocidas.

La ecuación 3.17 puede ser arreglada para resolver por el factor de piel como:

$$S = 1.151 \left(\frac{p_{wf}(t) - p_i}{-\left(\frac{162.6q\beta\mu}{kh}\right)} - \log\left(\frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) + 3.23 \right) \quad \text{Ec. 3.18}$$

Para calcular el factor de piel usando la ecuación 3.19, p_{wf} se selecciona en el gráfico de una prueba de drawdown sobre la *línea recta semilog o su extrapolación*, cuyo valor puede ser muy diferente a la presión de flujo registrada (medida en la prueba de pozo) al tiempo t .

Es costumbre escoger p_{wf} a $t = 1$ hora (ver Fig. 3.2) para calcular el factor de piel. Con esta selección, la ecuación 3.19 queda de la siguiente manera:

$$S = 1.151 \left(\frac{p_{wf}(1\text{hora}) - p_i}{-\left(\frac{162.6q\beta\mu}{kh}\right)} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2}\right) + 3.23 \right) \quad \text{Ec. 3.19}$$

La ecuación 3.19 puede ser escrita en términos del valor absoluto de la pendiente de la recta semilog como:

$$S = 1.1513 \left(\frac{p_i - p_{wf}(1\text{hora})}{|m|} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right) \quad \text{Ec. 3.20}$$

Las ecuaciones 3.19 ó 3.20 puede usarse para calcular el factor de piel total, ya que el signo del factor de piel total provee información muy útil. Es importante que las ecuaciones sean correctamente aplicadas para obtener el signo correcto del factor de piel. El signo del factor de piel es controlado ampliamente por el primer término del paréntesis recto del lado derecho de la ecuación 3.19 o 3.20. El error común cometido usualmente en la evaluación del primer término está en no usar $P_{wf}(1 \text{ hora})$ de la recta semilog en la ecuación 3.19 o 3.20 y en no usar el signo correcto de la pendiente de la recta semilog en la ecuación 3.19 o 3.20. El término $\log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right)$ en las ecuaciones 3.19 o 3.20 típicamente varía desde 6 hasta 10 en la mayoría de situaciones de prueba de pozos.

El cambio de presión al pozo debido al efecto de piel es dado por cualquiera de las siguientes tres ecuaciones:

$$\Delta p_{skin} = \frac{141.2q\beta\mu}{kh} S \quad \text{Ec. 3.21}$$

O

$$\Delta p_{skin} = \frac{162.6q\beta\mu}{kh} \times 0.87S \quad \text{Ec. 3.22}$$

O

$$\Delta p_{skin} = -0.87mS \quad \text{Ec. 3.23}$$

Donde m es la pendiente de la recta semilog. Para un pozo con un factor de piel positivo, el cambio de presión es positivo mientras que para un pozo con un factor de piel negativo, el cambio de presión es negativo.

3.2.2 Solución para el flujo pseudocontinuo

Para el flujo de estado pseudocontinuo, al considerar el factor de piel en las ecuaciones del modelo ideal éstas quedan de las siguientes formas:

$$p_{Dactual}(1, t_D) = p_{Dideal} + S \quad \text{Ec. 3.24}$$

$$(p_i - p_{wf})_{actual} = (p_i - p_{wf})_{ideal} + \Delta P_S \quad \text{Ec. 3.25}$$

$$p_{Dactual}(1, t_D) = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + S \quad \text{Ec. 3.26}$$

$$p_{Dactual}(1, t_D) = 2\pi_{DA} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + S \quad \text{Ec. 3.27}$$

$$p_{Dactual}(1, t_D) = 2\pi_{DA} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + S \quad \text{Ec. 3.28}$$

$$p_{wf actual} = p_i - \frac{0.234q\beta}{Ah\phi C_t} t - 162.6 \frac{q\beta\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{A}{r_w^2} \right) + \log \left(\frac{2.2458}{C_A} \right) + 0.87S \right] \quad \text{Ec. 3.29}$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right] \quad \text{Ec. 3.30}$$

$$p_e - p_{wf} = 141.2 \frac{q\beta\mu}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right] \quad \text{Ec. 3.31}$$

El índice de productividad actual del pozo está dado por:

$$J_{actual} = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf actual}} = \frac{0.00708kh}{\mu\beta(\ln r_{eD} - \frac{3}{4} + S)} \quad \text{Ec. 3.32}$$

3.2.3 Solución para el flujo continuo

Para el flujo continuo, las ecuaciones del modelo ideal serian:

$$P_{D_{actual}}(1, t_D) = \ln r_{eD} + S \text{ Ec. 3.33}$$

$$q = \frac{0.00708kh (P_i - P_{wf_{actual}})}{\mu\beta \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \text{ Ec. 3.34}$$

$$q = \frac{0.00708kh (\bar{P} - P_{wf_{actual}})}{\mu\beta \left[\ln r_{eD} - \frac{1}{2} + S \right]} \text{ Ec. 3.35}$$

3.2.4 Eficiencia de flujo

La eficiencia de flujo (EF) es otra manera de cuantificar la restricción o mejora en el flujo en un pozo. Porque un factor de piel positivo reduce la capacidad de producir de un pozo, es razonable decir que su eficiencia de flujo es menor al 100%. Al contrario, un pozo con un factor de piel negativo tendrá una eficiencia de flujo mayor al 100% viéndose reflejado en el incremento de su productividad. La eficiencia de flujo está definida como:

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \text{ Ec. 36}$$

Para un caudal dado q:

$$J_{ideal} = \frac{q}{\bar{p} - P_{wf_{ideal}}} \text{Ec. 3.37}$$

$$J_{actual} = \frac{q}{\bar{p} - P_{wf_{actual}}} \text{Ec. 3.38}$$

$$P_{wf_{ideal}} = P_{wf_{actual}} + \Delta P_s \text{Ec.3.39}$$

Sustituyendo, la eficiencia de flujo sería:

$$EF = \frac{\bar{p} - P_{wf_{actual}} - \Delta P_s}{\bar{p} - P_{wf_{actual}}} \text{Ec.3.40}$$

La Figura 3.2 muestra los perfiles de presión para un pozo dañado y uno estimulado.

Normalmente se busca estimar el beneficio que se deriva de la eliminación del daño de formación de un pozo. Se considera un pozo, el cual está produciendo a una presión de fondo fluvente dada, al estado pseudocontinuo. Si el pozo está dañado, solo una parte de la caída de presión estará disponible para la producción, la parte restante se disipa a largo de la piel. Por lo tanto, para un pozo dañado, el caudal de producción antes de la estimulación está dado por:

$$q = \frac{0.00708kh (\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s)}{\mu\beta \left[\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right]} \quad \text{E c. 41}$$

Luego de que el pozo ha sido estimulado para remover el daño, asumiendo la misma presión de fondo fluuyente, el caudal de producción está dado por:

$$q = \frac{0.00708kh (\bar{P} - P_{wf})}{\mu\beta \left[\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right]} \quad \text{Ec. 42}$$

Dividiendo la Ec. 4.41 entre la Ec. 4.42 obtenemos

$$\frac{q_{antes}}{q_{despues}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} = EF \quad \text{Ec. 4.43}$$

El caudal de producción ganado al remover el daño esta dado por:

$$\Delta q = q_{despues} - q_{antes} = q_{antes} \left(\frac{1}{EF} - 1 \right) \quad \text{Ec. 4.44}$$

3.2.5 Radio aparente del pozo

La restricción o mejora del flujo en un pozo puede ser expresado en términos de un radio aparente de este. El radio aparente de un pozo se define como el radio usado en la ecuación del

estado pseudocontinuo en lugar del radio del pozo, cuando la caída de presión al pozo es correcta. Para el sistema no ideal al estado pseudocontinuo,

$$q = \frac{0.00708kh (P_i - P_{wf})}{\mu\beta \left[\ln \frac{r_e}{r_a} - \frac{3}{4} \right]} \quad \text{Ec. 3.45}$$

Donde r_a es el radio aparente del pozo. Además, para el sistema no ideal al estado continuo,

$$q = \frac{0.00708kh (P_i - P_{wf})}{\mu\beta \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]} \quad \text{Ec. 3.46}$$

donde r_w es el radio del pozo y S es el factor de piel total.

Combinando las Ec. 3.45 y Ec. 3.46 tenemos

$$r_a = r_w e^{-S} \quad \text{Ec. 3.47}$$

Para un pozo dañado, $S > 0$ y $r_a < r_w$, mientras que para un pozo estimulado, $S < 0$ y $r_a > r_w$.

3.3 Mecanismos de Daño a la Formación

Existen varios mecanismos que pueden afectar a la formación, en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones interfaciales entre la roca/

fluido y fluido/fluido, además las de la superficie de la roca; también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

3.3.1 Interacciones Roca/Fluidos

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones roca/fluido. Entre las más importantes podemos destacar:

3.3.1.1 Migración De Finos

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo.

El movimiento de partículas está controlado por el arrastre hidrodinámico, de tal manera que la posición de los minerales en los poros causa que sean fácilmente contactados por los fluidos, además la gran área

superficial contactada favorece la interacción física y las partículas se moverán si el arrastre hidrodinámico excede su cohesión contra la matriz.

El efecto del desprendimiento de las partículas se produce por incompatibilidad entre los fluidos de origen externo y los de la formación, que tienden a reducir las fuerzas de adhesión entre las partículas y las paredes de los granos; y las fuerzas hidrodinámicas. Una vez desprendida la partícula, la transportan a través del medio poroso, hasta que es atrapada en el cuello de los poros, reduciendo la permeabilidad.

Los factores que influyen en el efecto químico de desprendimiento de las partículas finas son:

- La fuerza iónica del medio, salinidad
- El pH
- Temperatura
- Tasa de flujo

- Viscosidad

El rango del tamaño crítico para la contaminación con sólidos implica un básico entendimiento de la *teoría del puente de partícula*.

- Las partículas con rangos de diámetro entre $1/3$ y $1/7$ del tamaño de las gargantas porales, las taponarán.
- Partículas más pequeñas de $1/7$ del tamaño de las gargantas porales migraran libremente por la matriz de la formación.
- En el caso de una mezcla, las partículas más pequeñas tienden a llenar los espacios vacios existentes entre las partículas más grandes de modo que la permeabilidad de la mezcla es casi siempre menor que la permeabilidad que generaría la partícula más pequeña.

3.3.1.2 Mojabilidad De Las Partículas Y Superficies

La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensioactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión.

Sin embargo, un tensioactivo por sí solo no puede hacer el trabajo, puesto que normalmente la fase de petróleo que moja la roca está compuesta de hidrocarburos pesados como asfaltenos o parafinas, debe ser aflojada primero, antes de ser removida mediante un solvente.

3.3.1.3 Fangos Y Arcillas

Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación. La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, siempre que las partículas sólidas tengan un diámetro menor que el de los poros, siendo responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poral de la roca.

Cuando los filtrados provenientes del lodo de perforación, fluidos de terminación, reparación o tratamientos de base agua pueden afectar al equilibrio entre el agua de formación o del filtrado y las arcillas de la formación. Esto normalmente se debe al balance de composición y concentración de sales.

De este modo, dependiendo del tipo de arcillas y la complejidad y desviación del desbalance, las arcillas

pueden precipitar, migrar, disolverse, dispersarse o distorsionarse reduciendo la porosidad efectiva del reservorio.

La solución del problema depende del tipo de arcilla involucrado y de la matriz del reservorio, por ejemplo, para el caso de una arcilla que se dispersa (montmorilonita), se optará por acidificar con HF para el caso de una arenisca consolidada, o por acidificar con HCl para el caso de una caliza.

Además el producto a utilizar depende también de las propiedades termodinámicas del reservorio, por ejemplo en reservorios de baja presión, como en el caso de reservorios lenticulares o de poca profundidad, es mucho más efectivo movilizar las arcillas con nitrógeno.

3.3.2 Fenómenos Interfaciales

3.3.2.1 Bloqueos por agua

Son causados por una región de alta saturación de agua alrededor del pozo, originando una disminución en la permeabilidad relativa al petróleo en el área cercana al pozo. Un bloqueo por agua se elimina por sí sólo, pero, en general, viene asociado con otros tipos de daño, que enmascaran su identificación e impiden su eliminación. Además, en yacimientos con alto grado de agotamiento, la presión puede ser baja para expulsar el agua en un tiempo aceptable.

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intrapocales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes porales.

Un bloqueo por agua se identifica por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de

producción, generalmente después de la perforación, terminación o reparación en un pozo, donde se ha usado agua o salmuera (cuando aumenta la relación agua-petróleo). Si el pozo produce, es fácil distinguir el bloqueo de una conificación o intrusión de agua, ya que este no es sensible a los cambios en la tasa de producción, mientras que la conificación e intrusión disminuirán al bajar la tasa de producción.

El bloqueo por agua es usualmente tratado con agente tensioactivos, que tienen el objeto de disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas. Los más comunes son los surfactantes y alcoholes. Existen algunos tipos de ácidos particularmente efectivos en el caso de reservorios de gas, que son capaces de producir la evaporación del agua de modo que salga a través de la tubería de producción junto con el gas.

3.3.3 *Interacciones fluido/fluido*

Las interacciones fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son:

3.3.3.1 Bloqueos por emulsiones

La mezcla de fluidos de base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos fluidos posteriores. Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden emulsificar el petróleo de la formación. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base petróleo o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

Las emulsiones son estabilizadas por los agentes tensioactivos (sulfactantes) que se utilizan en los tratamientos fluidos o que pueden ser formados por la interacción del fluido con la roca.

3.3.3.2 Sólidos inorgánicos por incompatibilidad entre aguas.

Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escala (scale). Los problemas de deposición de escala durante el desarrollo de un pozo, y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la deposición que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura.

Precipitación inorgánica

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas: Carbonato de calcio, sulfato de calcio, (yeso y anhidrita), sulfato de bario, carbonato de hierro, sulfuro de hierro, hidróxido férrico, sulfato de estroncio.

La precipitación puede ser natural o inducida. La natural está asociada con la producción, cuando los gases disueltos salen de una solución a medida que va declinando la presión del yacimiento. La precipitación inducida puede ocurrir en diversas operaciones debido a la mezcla de fluidos incompatibles.

Existen varios productos capaces de disolver la escala, dependiendo de la constitución mineralógica del mismo. Los tipos más comunes de sarro encontrados son:

- Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3), en particular el CO_3Ca es la precipitación más comúnmente encontrada en reservorios ricos en calcio, carbonatos y bi-carbonatos, como calizas y dolomías. En estos casos se opta por acidificar con HCl o HF y disolver dichos carbonatos.
- Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4), son mucho más difíciles de remover, pero tienen la ventaja de ser más predecibles. Se soluciona mediante un producto llamado EDTA (sales de tetrasodio), jugando con el tiempo y la temperatura, a mayor tiempo de contacto y mayores temperaturas se obtienen mejores resultados.
- Sales de sodio, se disuelven haciendo circular mucha agua, con una baja concentración de HCl de ser necesario.
- Sales de hierro (FeS ; Fe_2O_3), se usa una combinación de HCl o HF con EDTA.
- Sales de sílice, se cristalizan, pero pueden ser removidas con HF .
- Sales básicas ($\text{Mg}[\text{OH}]_2$; $\text{Ca}[\text{OH}]_2$), se remueven con HCl .

En el diseño del tratamiento de remoción de escala, el tiempo juega un papel muy importante, puesto que hay que darle al ácido tiempo suficiente para que reaccione, por lo tanto, el pozo debe ser cerrado por un tiempo, lo que suele ser anti-económico.

3.3.3.3 *Sólidos orgánicos por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.*

Precipitación orgánica

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

Los mecanismos por los cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza. La causa más

común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión.

Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos, son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol, que es más barato.

Los precipitados orgánicos no deben ser confundidos con los precipitados que se forman por la reacción química de los compuestos del petróleo con sustancias inorgánicas, que no pueden tratarse y la inyección de un solvente orgánico aumentaría el daño por descomposición; por lo tanto, es conveniente un estudio minucioso antes de iniciar el tratamiento, en primer lugar para distinguir si se trata de un precipitado orgánico o no, y en segundo lugar para estudiar la concentración de asfaltenos en el precipitado para decidir si tratar simplemente con alcohol o usando un polímero.

3.3.3.4 Depósitos Mixtos

Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también sarros,

fangos, sílices y arcillas. Cuando los depósitos migran, asociados con un incremento en la producción de agua, actuando como un núcleo de deposición de compuestos orgánicos provenientes de los hidrocarburos en flujo.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

3.4 Origen del Daño de Formación.

3.4.1 *Daño de Formación en la Perforación.*

3.4.1.1 *Invasión de Sólidos de Perforación.*

Las partículas materiales contenidas en los fluidos de perforación son potencialmente peligrosas, desde el punto de vista del daño de formación: arcillas, cortes, agentes densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación. Cuando son forzados hacia la formación productiva, pueden disminuir progresivamente la porosidad y permeabilidad de la roca

reservorio, de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el reservorio a flujos moderados o altos, haría que estos materiales depositados en el sistema, pasen de poro en poro aumentando la severidad del daño en las inmediaciones del pozo.

Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo (normalmente no más de 10cm, tomando como media unos 7.5cm), pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona del daño puede llegar a ser del 90%.

La invasión de sólidos de los fluidos de perforación está favorecida por:

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación (sobre todo cuando se usan densificantes)
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (mudcake) permitiendo en contacto

entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.

- Baja velocidad de circulación, con la consecuente trituración del trépano del cutting a partículas más pequeñas debidas a la re-perforación (se detecta el cutting redondeado en superficie – perforita).
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.
- Aislamiento incompleto del revoque, típico en las perforaciones marinas, en donde no se puede usar bentonita puesto que no es soluble en agua salada, y se opta por la atapulgita, que no es tan buen aislante.

Es muy conveniente usar salmueras limpias, no demasiado concentradas como para que la bentonita que hace al revoque no precipite, para minimizar la invasión de sólidos

hacia la formación. El uso de salmueras sin aditivos para evitar las pérdidas de circulación no necesariamente incrementa el filtrado del lodo a la formación. La naturaleza química de algunas salmueras especiales, que contienen muy alta concentración de sales y al mismo tiempo estabilizan las arcillas (incluyendo la bentonita) mediante cationes de Ca^{++} y/o Zn^{++} , son capaces de prevenir los filtrados y el consecuente daño de formación.

3.4.1.2 *Invasión de Fluidos de Perforación*

Por razones económicas, los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible. Para incrementar la velocidad de penetración es necesario reducir el control de la pérdida de circulación.

Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de inyección puede llegar a ser muy elevada.

La fase líquida de un lodo típico contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productivas.

Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 5mts, el filtrado de la inyección es una de las principales causas en la caída de la producción.

Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado. La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

En lo que respecta al filtrado de la inyección se ha sugerido una caída en la permeabilidad de un 40%, pero hay que tener en cuenta que esta caída puede tomar cualquier valor desde

casi 0% (el cero es imposible) hasta el 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca y de los fluidos de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que las arcillas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse. Las arcillas, en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales desde el agua original del reservorio en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce cambios catastróficos en la porosidad.

En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasiona la dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar de poro en poro, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse y cerrar al poro totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

- Alta permeabilidad del revoque, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.
- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.
- Prologado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del

flujo por permeabilidad relativa en reservorios de baja permeabilidad (water block).

Los dispersantes pueden agravar las consecuencias de la presencia de arcillas y facilitar la precipitación en el interior de los poros. Los polímeros son estables a las temperaturas de circulación, pero pueden descomponerse, cocinarse y/o formar residuos cuando son sometidos a las estables temperaturas de reservorio en intervalos prolongados de tiempo.

Los lodos de perforación de base agua salada, generan filtrados que pueden reaccionar con las sales de formación y precipitar varios tipos de compuestos y partículas.

Cuando la circulación durante la perforación se hace a caudales más o menos elevados, el filtrado que invade la formación está a temperatura de pozo, muy por debajo de la

temperatura de reservorio, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfaltenos y parafinas.

Los lodos de base agua traen muchos problemas en formaciones con alto contenido de arcillas, existen aditivos para minimizar estos problemas, sin embargo, en algunos casos, puede elegirse un lodo de perforación de base petróleo, que es mucho más caro, pero más eficaz en ciertos casos.

Los lodos de base petróleo traen muchos menos inconvenientes ante la presencia de arcillas, aunque hay que tener en cuenta que estos inconvenientes son mucho más severos.

Los problemas usuales de un lodo de base petróleo son:

- Contienen mayor concentración de sólidos que un lodo base agua. En consecuencia la invasión de sólidos es mucho más acentuada.

- El petróleo que invade reservorios de gas, en especial los lenticulares, causa la caída de la permeabilidad relativa del mismo y es mucho más problemático que la caída de la permeabilidad relativa del petróleo por la invasión de agua, debido a la mayor viscosidad.

- Los fuertes surfactantes usados para dispersar sólidos en lodos de base petróleo, hacen que la roca reservorio sea mojada por el petróleo, reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo.

- En los lodos base petróleo se usa al agua como viscosificante, para estabilizarla se utilizan emulsionantes, que estabilizan también las emulsiones en el sistema poroso del reservorio, produciendo un bloqueo al flujo por emulsión (emulsión blocks), las fuertes reducciones de permeabilidad por bloqueo al flujo por emulsión ocurren en reservorios de

areniscas, en especial los de arenas muy arcillosas de baja permeabilidad.

3.4.2 *Daño de Formación por Cementación.*

El principal objetivo de la cementación es lograr un perfecto aislamiento del anular del casing con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto.

Es necesaria la remoción completa del revoque, para lo cual se utiliza algún dispositivo como los caños lavadores o colchones, todos estos dispositivos deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos.

Durante este proceso el revoque puede ser sólo parcialmente destruido y si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos.

Los lavadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y acarrear las partículas del revoque. La invasión de estos fluidos a formaciones que contienen arcillas ocasionan problemas adicionales de migración in-situ de las arcillas en el interior del sistema poroso y dispersión de las mismas.

La duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse, una falla en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento, con la consecuente cementación incompleta y contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación o la deshidratación de la lechada misma.

3.4.2.1 *Lechada de cemento*

El tamaño desordenado de los granos de conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes

de la lechada de cemento, sin embargo, existen 3 casos en que puede caer la permeabilidad:

1. El pH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son rápidamente intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.
2. El filtrado del cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.
3. Las lechadas sobre-dispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua (water block) reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el reservorio.

3.4.2.2 *Compresión del cemento*

La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria. Este fenómeno no ha podido ser explicado, pero es evidente en el well testing.

Pero aparentemente, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fracturación de la roca y la invasión de la lechada.

3.4.3 *Daños de Formación en la Terminación y Reparación de Pozos*

3.4.3.1 *Daños por punzado*

La operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera sea el método de punzado que se utilice, éste compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

Hay muchos otros factores que tienden a reducir la productividad:

- Compactación de la roca alrededor de los agujeros con la consecuente reducción en la permeabilidad local.
- La sobrepresión introduce restos de formación y da las carcazas en la formación, además introduce fluidos con sólidos en la formación.
- Penetración insuficiente, está afectada por la resistencia de la roca, y puede no ser suficiente para crear los mencionados canales de by-pass (wormholes).
- Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.
- Inadecuada elección de la presión diferencial, presiones insuficientes pueden no dar el resultado esperado, presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones del agujero, generando una pared de vidrio totalmente impermeable.

3.4.3.2 Daños por fluidos de terminación

Las causas más comunes de daño ocasionado durante la terminación de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación y punzados por sólidos suspendidos, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua (water block) y emulsiones (emulsion block) y precipitación de incrustaciones.

Es necesario utilizar fluidos de terminación limpios y filtrados, empleando el uso de bactericidas. Los fluidos deben ser mantenidos en tanques limpios lejos de la contaminación a la que estén expuestos en las zonas cercanas al pozo. También debe controlarse el uso de grasas y lubricantes.

La elección y el cuidado de los fluidos de terminación es mucho más marcada cuando se trata de un reservorio depletado. Existen aditivos muy eficaces, otra posibilidad en estos casos es el uso de gases o espumas como fluidos de terminación. Debe, como en todo caso donde va a haber infiltración, estudiarse la

compatibilidad del fluido de terminación con los minerales de la formación y la salinidad debe estudiarse cuidadosamente.

Los fluidos de terminación normalmente requieren de inhibidores para controlar la corrosión. Estos últimos pueden provocar un bloqueo por emulsión (emulsion block), modificar la mojabilidad de la roca y precipitar el Fe^{+++} .

3.4.3.3 Daños en Gravel Packs

La mayor parte de los daños ocasionados en gravel pack tienen que ver con:

- Punzados y espacios entre casing y tubing sin arena.
- Gravel pack contaminado por partículas de la formación y por geles sin romper.
- Grasas, pinturas y residuos de polímeros entre la formación y el gravel pack.
- Inadecuada selección del tamaño de la arena del engravado siendo invadido por finos de la formación durante la producción.
- Filtros con ranuras de macrado grande que no retienen la grava o demasiado reducidos que se taponan.

- Movimiento de arcillas con altos caudales que taponan las gargantas porales y entran en el pozo.
- Excesivos caudales que producen derrumbes.
- En pozos gasíferos con baja presión de formación, la temperatura baja debido a la expansión del gas y se producen precipitados orgánicos e inorgánicos.
- Parafinas y asfaltenos producen emulsiones cuando se extraen altos cortes de agua.
- Bajas presiones de formación en pozos gasíferos forman condensados que disminuyen la permeabilidad relativa al gas y fenómenos retrógrados.

3.4.3.1 Daño durante la limpieza del pozo

Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado.

El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

3.4.3.2 Daño durante el tratamiento ácido

Los problemas usuales encontrados en otras fases de la vida de un pozo pueden ocurrir durante el tratamiento de acidificación:

- Materiales del tubing que son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la cañería del tubing y el casing, disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades normales en las cañerías hacia la formación.
- Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos durante la acidificación e inhibir la corrosión de las cañerías del casing y el

tubing por acción del ácido crean dentro del sistema poral bloques de emulsión (emulsion blocks).

- Bloqueo por agua (water block).
- Cuando se inyectan en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de deposición de parafinas y asfaltenos es muy grande.

Especialmente en aquellos casos en los que el diseño del mismo es inapropiado. Estos incluyen:

- Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, en especial ante la presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) y minerales de hierro solubles.
- La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del cemento que conforma a la matriz.
- Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación. Los productos secundarios que podrían formarse, pueden ser analizados y predichos mediante modelos

geoquímicos que dependen por un lado de la composición de la roca de la formación y de la composición del fluido del tratamiento, y por otro lado de las variables termodinámicas (presión y temperatura) y del tiempo.

- Sin embargo, estos modelos sólo pueden predecir la naturaleza y no el daño que podrían llegar a producir en la formación puesto que no describen el medio físico (solamente describen el químico), es decir, no describen el medio por el cual estos se depositan en los poros de la roca; por ejemplo, puede precipitar hidrosilicato en la superficie de las arcillas y no causar ningún daño, e inclusive compuestos tales como borosilicatos y fluorboratos pueden ser beneficiosos en algunos casos, pero hay que tener en cuenta que también podrían precipitar formando geles taponando completamente los poros del sistema.
- Algunos aditivos utilizados para prevenir la corrosión del hierro del sistema de producción pueden formar precipitados, esto sucede porque trabajan directamente sobre el hierro y la cantidad sobrante

del aditivo va a parar a la formación, donde de seguro el hierro es todavía más escaso.

- La permeabilidad del sistema poroso puede disminuir como consecuencia de residuos de los agentes inhibidores de corrosión, o a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los que se utilizan para reducir la fricción.

“En fracturación hidráulica y gravel pack, los ácidos pueden disolver los paquetes de arena.”

3.4.3.1 Tratamientos de control de agua

La fracción de agua producida por un pozo, puede ser sustancialmente reducida mediante la inyección de poliacrilamidas. La mayoría de las veces, sin embargo, la inyección de las mismas lleva a una caída en la producción de gas y petróleo simultáneamente con la del agua.

Aparte de las causas inherentes a la técnica (químicas, mecánicas y la degradación térmica del polímero), algunas causas pueden ser atribuidas al daño de formación ocasionado por el tratamiento:

- Daño provocado por una disolución incompleta del polímero.
- Formación de geles.
- El agua que se utiliza como base para el tratamiento puede no haber estado correctamente filtrada.
- Bloque por agua (water block).
- Interacción del agua o del polímero con las arcillas de la formación.

3.4.4 Daños durante la producción

Algunos reservorios no pueden ser puestos en producción a altos caudales de flujo o elevadas caídas de presión entre el reservorio y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo el caudal o el drawdown de producción.

Fangos nativos y arcillas sueltas entrampadas en la pared poral, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo.

El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo.

La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, éstos depósitos afectan solamente a la

cadena de producción y al equipo de superficie, sin embargo, hay casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación.

Hay arcillas específicas que pueden promover la deposición de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CO_3Ca , SO_4Ca .

La deposición de asfaltenos en las paredes de los poros pueden no afectar a la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a estar mojada por petróleo y no por agua, como sucede normalmente, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al petróleo, y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión (emulsion block) cuando el reservorio produce petróleo y agua simultáneamente.

El drawdown excesivo en reservorios productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en el fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de

las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

CAPITULO 4

4. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

4.1 Pruebas de presión transitoria.

La prueba de presión transitoria consiste en cambiar el caudal de producción en superficie y registrar el cambio de presión en el fondo del pozo. El cambio del caudal de producción que se realiza durante la prueba de presión transitoria induce una distribución de presión que se transmite en el yacimiento y es afectada de varias maneras por las características de las rocas.

Por consiguiente, un registro de las presiones contra el tiempo produce una curva cuya forma está definida por las características propias del yacimiento.

Encontrar la información contenidas en estas curvas es el objetivo fundamental de la interpretación de pruebas de pozos. Para alcanzar estos objetivos, el analista deberá dibujar los datos de presión transitoria en tres sistemas de coordenadas diferentes – log-log (modelo de reconocimiento, diagnóstico), semi-log (para cálculo de los parámetros) y cartesiano (para verificación modelo/parámetros).

4.2 Pruebas de Restauración de Presión (Build Up).

Las pruebas de incremento de presión son unas de las pruebas de presión transitoria más frecuentemente utilizadas; y una de las técnicas más familiares de pruebas de pozos. Una de las razones para su preferencia es que no requiere una supervisión cuidadosa que otros métodos de pruebas de pozos demandan. Otra razón es que, cuando el pozo se cierra durante el estado transitorio, la presión se incrementa hasta la presión inicial (P_i) del yacimiento y es posible medirla. De igual forma si el pozo se cierra durante el período pseudo continuo entonces es posible estimar la presión promedio del yacimiento en el área de drenaje del pozo.

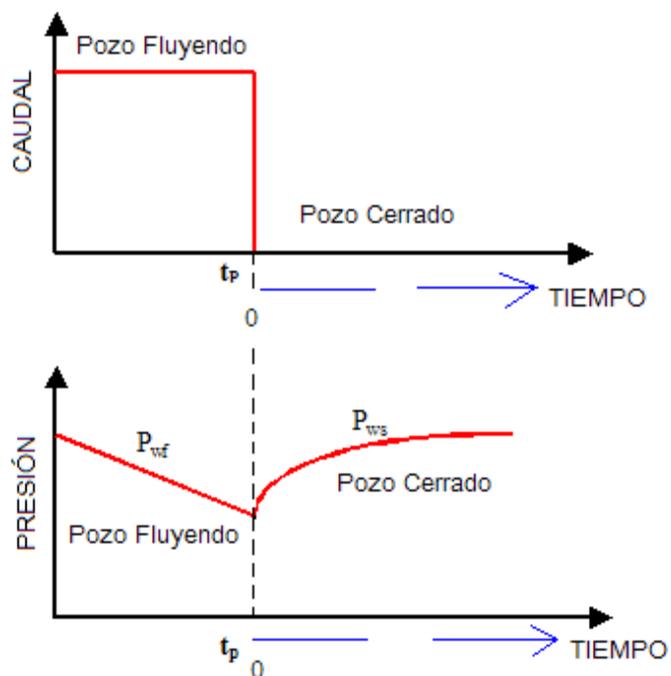


Figura 4.1 Historia de caudal y presión para una prueba ideal de incremento de presión

La presión se mide inmediatamente después del cierre y se registra como función del tiempo durante el período de cierre. Si fuera posible producir el pozo a caudal constante q , desde el instante que se abre a la producción, no habría restricciones en la duración del tiempo de producción t_p , antes de cerrar el pozo. Sin embargo cuando t_p es muy pequeño, el radio de investigación del período de flujo podría ser muy pequeño también y la permeabilidad estimada sobre la base de la prueba de incremento

de presión representaría solamente la permeabilidad del yacimiento en la vecindad inmediata del pozo. Esto podría ser erróneo si esta permeabilidad ha sido alterada en el curso de las operaciones de perforación y completación del pozo.

Usualmente no es posible estabilizar el caudal desde que el pozo se pone en producción. Por esta razón es necesario producir el pozo a caudal constante por un período de tiempo suficientemente extenso para que el radio de investigación se extienda más allá de la vecindad del pozo.

¿CUÁNDO SE HACE?

- Pozos que se cierran para reparaciones
- Luego de un tratamiento o estimulación

¿QUÉ SE OBTIENE?

- Permeabilidad promedia de la formación
- Caracterizar daño o estimulación
- Presión del área de drenaje
- Heterogeneidades o límites del yacimiento

Existen tres métodos de análisis de una prueba de restauración de presión:

- a) Convencionales (Horner, MDH, MBH, Muskat, etc)
- b) Curvas tipo (All Hussainy et.al, **Gringarten** et.al, Bourdet et.al (Derivada).
- c) Análisis Moderno (Computacional utiliza 2 métodos anteriores).

4.2.1 Método de Horner.

Partiremos de la asunción de que al cerrar el pozo para un incremento de presión, instantáneamente cesa el flujo de fluidos del yacimiento al pozo y al abrir el pozo para una prueba de flujo, toda la producción proviene del yacimiento y no de la expansión de los fluidos contenidos en el pozo, al menos por un corto período de tiempo. Por prueba ideal se entiende, la prueba de pozos considerando:

- Yacimiento Infinito, Homogéneo e Isotrópico
- Fluido ligeramente compresible (petróleo)
- Flujo de una sola fase
- Propiedades del fluido constantes

- Cualquier daño o estimulación se considera concentrando en un Skin de espesor igual a cero.
- En el momento que se cierra /abre el pozo, el flujo cesa totalmente / inicia inmediatamente.

Ninguna prueba real de incremento de presión se modela exactamente por esta descripción idealizada, pero los métodos de análisis desarrollados para este caso son de utilidad en situaciones más realistas si reconocemos el efecto de la desviación de algunas de estas asunciones del comportamiento real de la prueba.

Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a una rata q antes del cierre, y si llamamos al tiempo de cierre por Δt , entonces, utilizando superposición **figura (1)**, se tiene:

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{Kh} \left\{ \ln \left[\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{K(t_p + \Delta t)} \right] - 2S \right\} - 70.6 \frac{(-q_{sc}) \beta_o \mu}{Kh} \left\{ \ln \left[\frac{1688 \phi c_t r_w^2}{K \Delta t} \right] - 2S \right\}$$

Resolviendo se tiene:

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{Kh} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots\dots\dots (1)$$

O

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{Kh} \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots\dots\dots (2)$$

Que corresponde a la ecuación de Horner. Donde:

- t_p tiempo de producción previo al cierre, [hrs].
 - Δt tiempo de cierre, medido desde el instante de cerrar el pozo [hrs]
- así,
 $\Delta t = 0$ en el instante que se cierra el pozo.

$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$ Tiempo de pseudo producción de Horner [adimensional].

Note que como resultado de la aplicación del principio de superposición los daños se eliminan mutuamente, esto significa que *la pendiente de Horner no está afectada por el efecto de daño*, aunque en realidad el daño si influencia los datos de la prueba durante los primeros tiempos de cierre. La ec. (2) puede escribirse:

$$P_{ws} = P_i + m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots (3)$$

Donde: m = pendiente del gráfico de Horner

$$m = -162.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{Kh} \dots\dots\dots (4)$$

Es conveniente utilizar el valor absoluto de **m** en el análisis, para tal efecto se utilizará la convención práctica de la industria petrolera. La ec. (3), es la ecuación de la línea recta con intercepto **P_i** y pendiente **m** en un gráfico semilogarítmico, **figura (2)**.

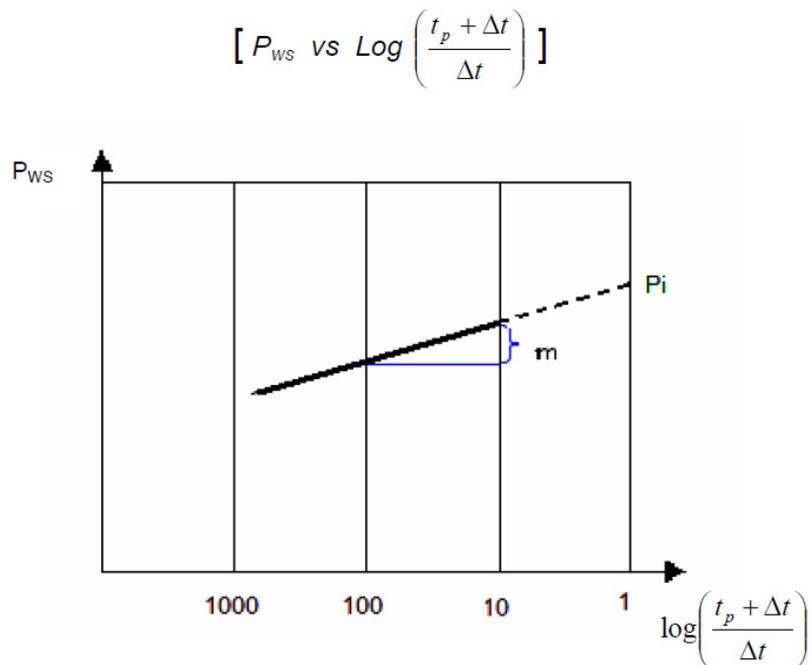


Figura 4.2 Técnica gráfica para una prueba de incremento de presión

Así la permeabilidad, k , puede determinarse de una prueba de incremento de presión a partir del cálculo de la pendiente m . Cuando se realiza una prueba de incremento de presión cerrando el pozo durante el estado transitorio, unos de los objetivos de la prueba es determinar P_i , del área de drenaje del pozo. Prácticamente no sería económico mantener el pozo cerrado durante un largo periodo de tiempo hasta alcanzar P_i , sin embargo la ec. (3) nos proporciona un modo

de estimar P_i sin tener que cerrar el pozo por un largo periodo de tiempo.

Note que:

$$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t_p}{\Delta t} + 1$$

Así, cuando Δt es suficientemente largo ($\Delta t \rightarrow \infty$), $t_p / \Delta t$ se aproxima a cero, y dado que $\log 1 = 0$, se tendrá, $P_{ws} = P_i$. Por lo tanto, para estimar P_i , debemos extrapolar la línea recta de Horner a un tiempo de cierre infinito es decir ,

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) = \log(1)$$

Es significativo mencionar que la extrapolación de la línea recta de Horner a la razón de tiempos unitarios dará P_i a bajos tiempos de producción (pozos nuevos). Se debe enfatizar que este procedimiento es solamente válido cuando el **flujo es radial**, lo que significa que el yacimiento es homogéneo con respecto a todos los parámetros descritos y el fluido contenido en él ligeramente compresible y tiene propiedades constantes, y sobre todo el pozo fue

cerrado mientras estaba en estado transitorio. Si cualquiera de estas condiciones no se cumplen, la extensión de la línea recta del gráfico de Horner no dará P_i . Por ejemplo, si el yacimiento tiene fracturas naturales, entonces la extensión de la línea recta de Horner no necesariamente dará P_i a no ser que el pozo se lo cierre por un gran periodo de tiempo, al menos dos veces el tiempo de producción. También, si al momento de cierre el pozo estaba produciendo en estado pseudo continuo la extensión de la línea recta de Horner tampoco darán P_i .

Es importante señalar que la ec. (3) fue derivada para un pozo localizado en un yacimiento infinitamente grande. Como resultado de esto, muchos ingenieros son de la opinión de que el método de Horner de análisis de restauración de presión no es válido para pozos viejos. Esto es cierto; Ramey y Cobb demostraron que el gráfico de Horner resulta en una línea recta cuya pendiente es inversamente proporcional a la permeabilidad de

yacimientos limitados, que producen por un pozo viejo y por cualquier tiempo de producción.

Desafortunadamente la extrapolación de la línea recta semilogarítmica a la razón del tiempo unitario no será P_i . Sin embargo, Matthews, Brons y Hazebrock (MBH) llamaron esta presión extrapolada P^* que está relacionada a P para varias localizaciones de pozo dentro de varias formas de área de drenaje.

Es práctica convencional en la industria graficar P_{ws} vs $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ en un papel semilogarítmico con los valores aumentando de derecha a izquierda ver **figura (2)** la pendiente m se obtiene por simple substracción de presiones entre dos puntos cualquiera que estén separados un ciclo, es decir tomar la pendiente entre ciclo y ciclo.

Ahora obtengamos la ecuación que permita calcular el factor de daño (S): El efecto de daño afecta la presión de flujo,

antes de cerrarse el pozo y la forma del gráfico solo a pequeños tiempos de cierre, en una prueba real esta desviación inicial puede ser debida también al efecto de llene o a combinación de ambos efectos.

Por esta razón, el efecto de daño debe determinarse de:

- i) Los datos de presión de flujo, inmediatamente antes de cerrar el pozo y,
- ii) Los datos de restauración de presión.

Antes de cerrarse el pozo:

$$P_{wf @ \Delta t=0} = P_i + 70.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{kh} \left\{ \ln \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 2S \right\}$$

Donde:

$P_{wf @ \Delta t=0}$ = Presión de flujo inmediatamente antes de cerrarse el pozo

- iii) Incremento de presión al tiempo de cierre, Δt , de una prueba de restauración de presión se tiene:

$$P_{wf@_{\Delta t=0}} = P_i + 162.6 \frac{q_{sc} \beta_o \mu}{kh} \left\{ \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869S \right\}$$

$$P_{wf@_{\Delta t=0}} = P_i + m \left\{ \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{kt_p} \right) - 0.869S \right\} \dots\dots\dots (a)$$

Combinando las dos últimas ecuaciones (a) y (b) y resolviendo para S se tiene:

$$P_{ws} = P_i - m \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \dots\dots\dots (b)$$

DEMOSTRACIÓN:

$$P_{wf_{\Delta t=0}} = P_i + m \left(\log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869 S \right)$$

$$P_{wf_{\Delta t=0}} = P_{ws} + m \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + m \left(\log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869 S \right)$$

$$P_{ws} - P_{wf_{\Delta t=0}} = -m \left\{ \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \left(\log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869 S \right) \right\}$$

$$\left(\frac{P_{ws} - P_{wf_{\Delta t=0}}}{-m} \right) = \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right) - 0.869 S$$

$$0.869 S = \left(\frac{P_{ws} - P_{wf_{\Delta t=0}}}{m} \right) + \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right)$$

$$S = \frac{1}{0.869} \left\{ \left(\frac{P_{ws} - P_{wf_{\Delta t=0}}}{m} \right) + \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) + \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k t_p} \right) \right\}$$

$$S = 1.151 \left(\frac{P_{ws} - P_{wf_{\Delta t=0}}}{m} \right) + 1.151 \log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_t r_w^2}{k \Delta t} \right) + 1.151 \log \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) .. (5)$$

Es práctica convencional en la industria petrolera escoger un tiempo de cierre fijo, Δt , de 1 hora y la correspondiente presión de cierre, P_{1hr} , para utilizar en esta ecuación (aunque cualquier tiempo de cierre fijo y la correspondiente presión se puede utilizar). La presión, P_{1hr} , deberá permanecer en línea recta o su extrapolación. Para t_p altos comprobados con Δt , podemos asumir que $\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p}\right)$ es despreciable.

Con estas simplificaciones:

$$S = 1.151 \left[\frac{(P_{1hr} - P_{wf @ \Delta t=0})}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (6)$$

La ecuación anterior proporciona una buena estimación del factor de daño para $t_p \gg 1$. Pero cuando t_p está en el orden de 1 hora (por ejemplo) en pruebas DST - Drillstem testing, se debe utilizar la ec. (5). En resumen, de una prueba de incremento de presión, podemos determinar la permeabilidad de la formación a partir de la pendiente del gráfico de Horner, la presión inicial del yacimiento, P_i , y el factor de daño.

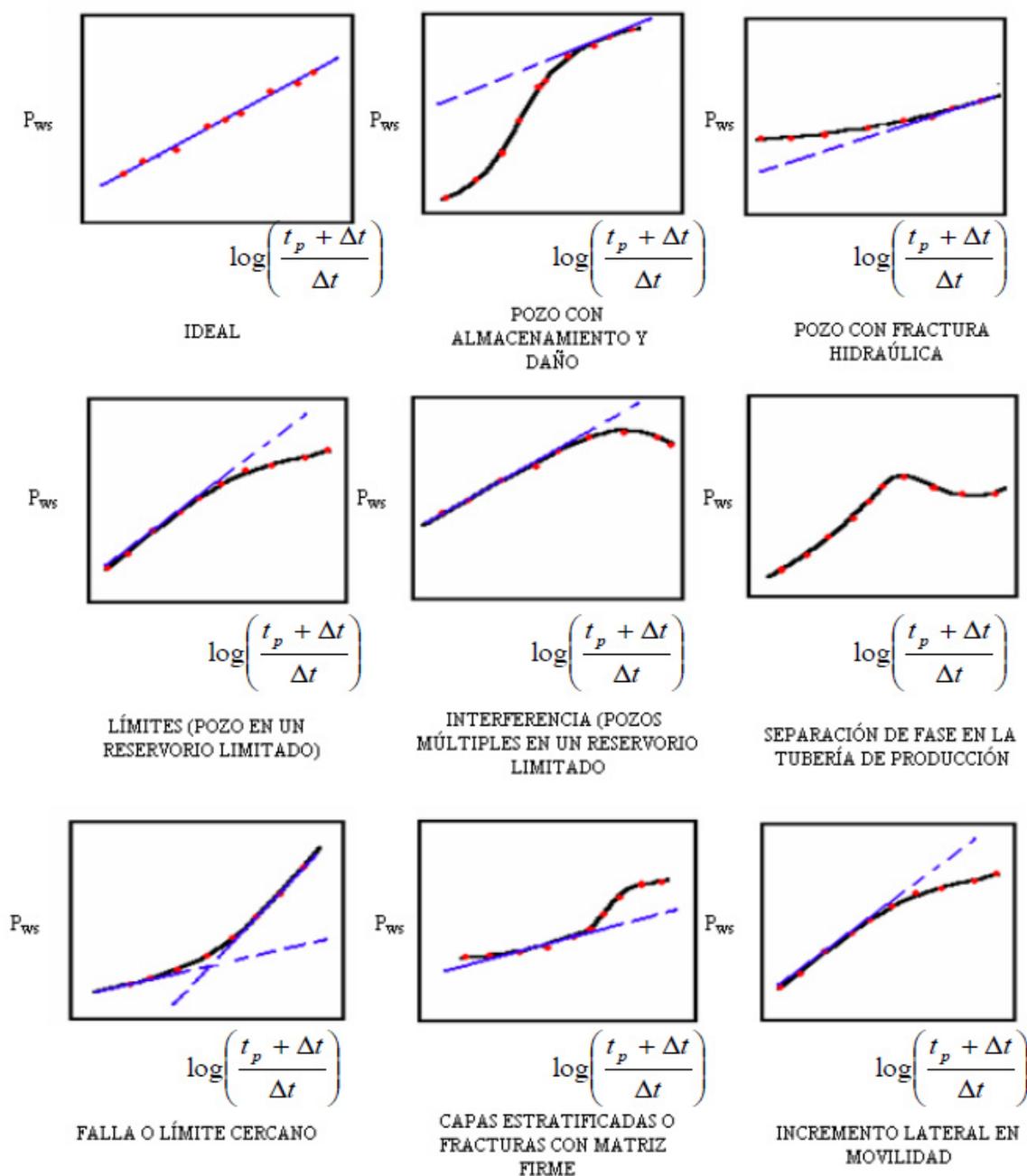


Figura 4.3: Aspectos prácticos de análisis de presión del método de Horner

4.2.2 Método Miller, Dyes Y Hutchinson (MDH) .

Si $t + \Delta t \approx t$; esto es $t \gg \Delta t$

$$p_{ws} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} [\ln(t + \Delta t) - \ln \Delta t] \quad (4-26)$$

$$y \quad p_{ws} = p_i + \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln (\Delta t) - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln (t) \quad (4-27)$$

P_{ws} es una función lineal del logaritmo del tiempo de cierre.

Con la suposición $q_3 = 0$ (restauración de presión) el efecto pelicular ("Skin") y la difusividad desaparecen; para obtenerlos se requiere escribir una ecuación de flujo en el momento en que se cierra el pozo esto es:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.80907 + 2S \right] \quad (4-28)$$

Esta ecuación resulta de aplicar la aproximación log a la Solución de la Línea Fuente.

$$p_D = \frac{1}{2}(\ln t_D + 0.81) + 0.81 \quad (4-29)$$

Las ecuaciones (4-25) y (4-28) pueden resolverse simultáneamente para obtener el efecto pelicular "S".

$$p_{ws} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (4-25)$$

Restando miembro a miembro las ecuaciones (4-25) -(4-28):

$$p_{ws} - p_{wf} = -\frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) + \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 0.80907 - 2S \right] \quad (4-30)$$

Donde:

$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{p_{ws} - p_{wf}}{\frac{q\mu}{4\pi kh}} + \ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) - \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 0.80907 \right\} \quad (4-31)$$

si $t \gg \Delta t$

$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{p_{ws} - p_{wf}}{\frac{q\mu}{4\pi kh}} - \ln(\Delta t) - \ln\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 0.80907 \right\} \quad (4-32)$$

Tomando $\Delta t = 1$ hora

$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{(p_{ws} \text{ thora} - p_{wf})}{\frac{q\mu}{4\pi kh}} \ln \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 0.80907 \right\} \quad (4-33)$$

en unidades de campo:

$$S = \frac{1}{2} \left\{ \frac{p_{ws} \text{ thora} - p_{wf}^{(2.303)}}{\frac{141.2qB\mu^{(2.303)}}{2kh}} - (2.303) \log 0.000264 \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - \frac{0.80907^{(2.303)}}{(2.303)} \right\} \quad (4-34)$$

$$S = 1.15 \left\{ \frac{p_{ws} \text{ thora} - p_{wf}}{kh} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right\} \quad (4-35)$$

La ecuación (4-25) en unidades de campo es:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (4-36)$$

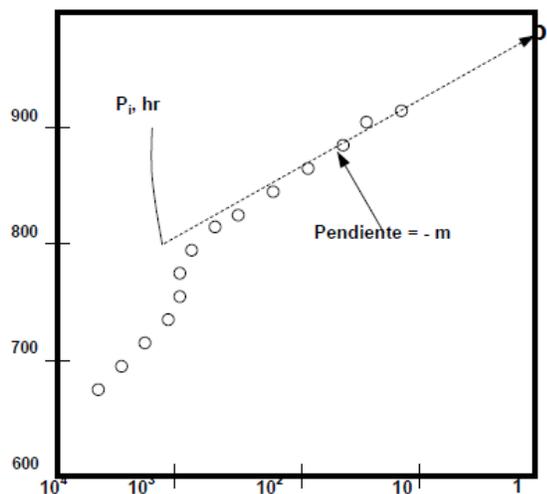


Figura 4.4: Grafico de restauración de presión de Horner, mostrando los efectos de llenado y daños.

4.2.2 Método de Matthews – Brons - Hazebroek (MBH)

En 1954, Matthews, Brons y Hazebroek presentaron una técnica para estimar la presión promedio del reservorio para una prueba de incremento de presión en la región de los límites de drenaje. *Las limitaciones de este método resultan de la asunción de no variación en la región de drenaje de movilidad o compresibilidad del fluido.* Sin embargo, estas limitaciones pueden ser superadas efectivamente en yacimientos con múltiples pozos por el uso del tiempo de pseudoproducción, $t_p = t_{pss}$ en lugar del tiempo de producción real más largo.

La técnica MBH proporciona una forma de estimar \bar{P} de un pozo en al menos una posición en yacimientos de varias formas de áreas de drenaje. En el uso de este método el Ingeniero divide el yacimiento en áreas de drenaje.

Cuando se hace todo esto se debe reconocer las diferencias significativas en los últimos tiempos de la curva de incremento de presión que resultan de la forma irregular de la forma de drenaje. Cada circunstancia puede justificar la precisión de la evaluación debido a la forma del área de drenaje.

Para estimar la presión promedio del volumen de drenaje estimado del método MBH, primero se extrapola la línea recta de una prueba de incremento de presión de Horner para obtener la presión falsa P^* , luego la presión promedio es estimada de:

$$\bar{P} = P^* - \frac{m}{2.3025} P_{DMBH}(t_{pDA}) \dots\dots\dots(19)$$

Donde m es la pendiente de la línea recta de Horner

$$m = \frac{162.6q_{sc}uB}{kh} \dots\dots\dots(20)$$

En la ec. (19) $P_{DMBH}(t_{pDA})$ es la presión adimensional determinada en el correspondiente tiempo adimensional a t_p :

$$t_{pDA} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu c_i A} \dots\dots\dots(21)$$

Como en la técnica normal de análisis de Horner, tenemos que asumir que el pozo produce a una tasa constante desde $t = 0$ hasta un tiempo t_p , momento en el cual se cierra el pozo para una prueba de incremento de presión. En algunos casos una estimación para el cálculo de t_p viene de:

$$t_p = \frac{24V_p}{q} \dots\dots\dots(22)$$

Donde V_p es el volumen acumulativo producido desde la última restauración de presión y q es la tasa justo antes del cierre del pozo.

Es conveniente utilizar la producción acumulativa desde el último estudio. Lo realmente importante es que el gráfico de Horner está basado en la superposición para un sistema actuante infinito, ambos antes y después del cierre. Si el sistema no es actuante infinito después del cierre, esto debe ser considerado en el análisis, y cualquier t_p o la técnica de análisis debería ser modificada.

Pinson y Kazemi indicaron que t_p podría ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudo estable:

$$t_{pss} = \frac{\Phi u c_i A}{0.0002637k} (t_{DA})_{pss}$$

$(t_{DA})_{pss} \simeq 0.1$ para un círculo simétrico o cuadrado con el pozo en el centro, en la última columna de la **Tabla 1** se presentan valores para otras formas de áreas de drenaje. Si $t_p > t_{pss}$, t_{pss} debe ser remplazado por t_p para el gráfico de Horner y en las ec. (19) y (21) para su uso con las curvas de presiones adimensionales MBH.

Prácticamente, sustituyendo t_{pss} por un t_p generalmente no se mejoraría significativamente la estimación de la presión estática a menos que t_p sea bastante grande alrededor de 5 a 10 veces t_{pss} , aunque los resultados son

relativamente más sensibles con altas ratas. Para una condición de límites cerrados el uso de t_{pss} con el método de Horner puede incrementar la duración de la línea recta en el gráfico semilogarítmico, lo que es contrario en un gráfico MDH, y puede algunas veces ser una justificación para el uso de t_{pss} en el gráfico de Horner en lugar de t_p . Donde t_p es solo 1.5 a 2 veces t_{pss} .

Debido a los factores de compensación (bajos valores de P^* y correspondientes correcciones pequeñas) algunos valores de t_p usados con la aproximación MBH teóricamente pueden dar resultados idénticos de presiones promedias. Prácticamente, un t_p relativamente corto puede eliminar serios errores numéricos en el cálculo de la presión estática. Estos errores causados por la extrapolación larga y desviación de la asunción, son por ejemplo:

1. La falta de la estabilización de la rata antes del cierre.
2. La migración y el cambio del área de drenaje en un reservorio de pozos múltiples.
3. Variación en la movilidad y compresibilidad del sistema con el tiempo.

VENTAJAS:

- Aplicables a varias formas de áreas de drenaje.
- No requiere datos más allá de la región MTR .

DESVENTAJAS:

- Requiere del conocimiento del tamaño y forma del área de drenaje.
- Se requiere estimar las propiedades del yacimiento y de los fluidos como, c_t y Φ que no siempre se conocen con exactitud.

4.2.3 Método de Muskat

Se basa en una limitación de la ecuación de difusividad para un pozo que produce a una tasa constante en un yacimiento cilíndrico cerrado.

Cuando se alcanza el flujo pseudo estabilizado; usando el principio de superposición para simular la prueba de Restauración de presión (

Buildup), la ecuación de difusividad puede aproximarse a:

$$\bar{P} - P_{ws} = 118.6 \frac{qB\mu}{Kh} e^{\left(\frac{0.0038K\Delta r}{\phi\mu c_t r_e^2} \right)}$$

Para análisis de pruebas de Build up, podemos expresar esta ecuación como:

$$\text{Log}(\bar{P} - P_{ws}) = \log\left(118.6 \frac{qB\mu}{Kh}\right) - \frac{0.00168K\Delta t}{\phi\mu c_t r_e^2} \dots\dots\dots(23)$$

La aproximación es válida para tiempos de cierre (Δt), comprendidos entre:

$$\frac{250\phi\mu c_t r_w^2}{K} \leq \Delta t \leq \frac{750\phi\mu c_t r_e^2}{K} \quad (\text{Rango dentro del cual el método de Muskat es sensible})$$

La ec. (23) tiene la forma de:

$$\text{Log}(\bar{P} - P_{ws}) = A + B\Delta t$$

donde A y B son constantes.

Para aplicar este método, se debe asumir un valor de \bar{P} y luego graficar $\text{Log}(\bar{P} - P_{ws})$ vs Δt , hasta obtener una línea recta, que será el valor correcto de \bar{P} .

El método es demasiado sensible si:

- \bar{P} (asumida) es demasiado **alta** o demasiado **baja**, la curva se desvía de la línea recta, hacia arriba o hacia abajo respectivamente (dentro del rango de Δt).
- El valor correcto de \bar{P} (asumida) producirá una línea recta (dentro del rango de Δt).
- Como el método se desarrolla en el flujo estabilizado, es conveniente trabajar con los últimos 10 valores de una prueba de **Restauración** .

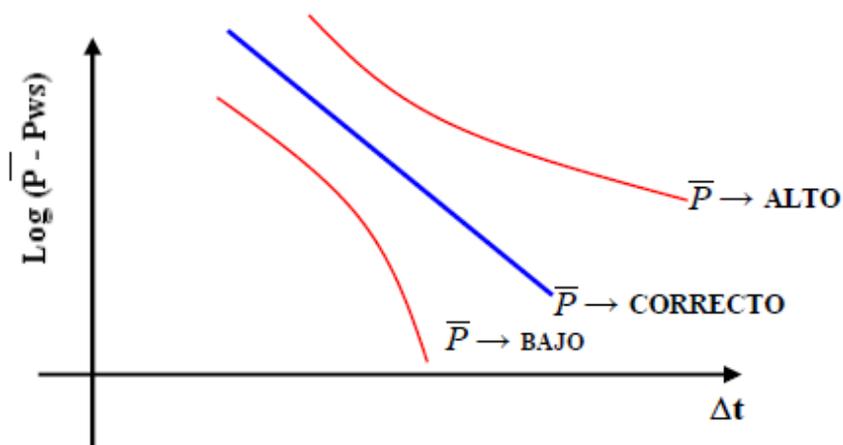


Figura 4. 5: Gráfico $\text{Log}(\bar{P} - P_{ws})$ vs. Δt , para determinar el valor correcto de \bar{P}

VENTAJAS:

- No se necesita estimar las propiedades del yacimiento y los fluidos cuando se utiliza para estimar P , excepto para escoger el Δt para el análisis de los datos.
- Proporciona un valor satisfactorio de P para:
 - Pozo fracturado hidráulicamente.
 - Pozo con capa de doble permeabilidad.

En estos casos el método de P^* falla.

DESVENTAJAS:

- Falla cuando la prueba se realiza en pozos descentrados en áreas de drenaje.
- El tiempo de cierre requerido, es impráctico, particularmente para pozos de baja permeabilidad, en el que se requiere largos períodos de cierre al pozo para obtener datos que nos den la línea recta necesaria, por lo que su uso es limitado.

4.3 Pruebas de Decremento de Presión (Drawdown)

A estas pruebas también se las conoce como pruebas de flujo. Consiste en cerrar el pozo, y permitimos que la presión se iguale en todo el yacimiento, después de un cierto tiempo el pozo se pone en producción a caudal constante y se mide las presiones de fondo fluyente (P_{wf}).

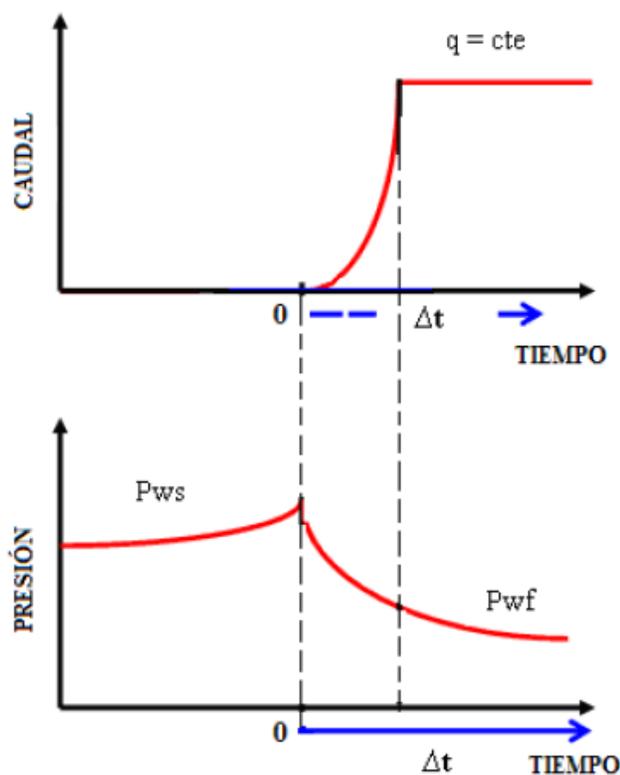


Figura 4.6: Historia de caudal y presión para una prueba de decremento de presión.

¿CUÁNDO SE HACE?

- **En** pozos nuevos.
- Pozos que se cierran para reparaciones .
- En pozos en que a una prueba de incremento de presión es antieconómico.
- En pozos que han estado cerrados durante un tiempo suficientemente largo.

¿QUE SE OBTIENE?

- Permeabilidad promedio de la formación.
- Efecto skin (S).
- Constante de almacenamiento (descarga).
- Área de drenaje (tamaño de yacimiento). Prueba límite.
- Cálculo de las reservas (pozos exploratorios).

Al igual que en las pruebas de incremento de presión, se presentan 3 regiones bien diferenciadas: ETR, MTR, LTR. En la figura (4.7) se representa un ejemplo hipotético de una prueba de decremento de

presión donde está representado P_{wf} como función del logaritmo de tiempo de flujo.

Si a bajos tiempos de flujo y para valores finitos para la constante de almacenamiento de la prueba de flujo se aproxima a la línea recta semilogarítmico por arriba indicando daño. Si por el contrario la curva concurre a la línea recta por debajo es indicio de estimulación. Esta conclusión no depende de la magnitud de los efectos de almacenamiento.

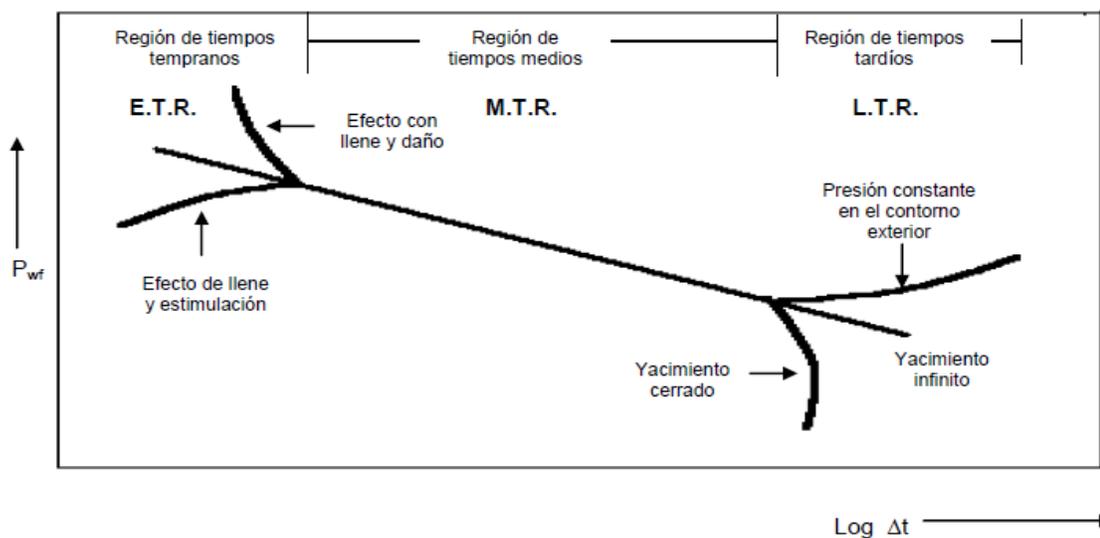


Figura 4.7: Gráfico semilogarítmico P_{wf} vs. $\text{Log } t$

4.3.1 Región de Tiempos Tempranos (ETR)

En la región de tiempos tempranos los efectos de almacenamiento y daño dominan la prueba, es decir que los valores de presión registrados están afectados por C y S.

El almacenamiento en las pruebas de decremento de presión se conoce como **descarga o producción inicial**.

$$C_s = \frac{q_o \beta_o}{24} \left(\frac{\Delta t}{\Delta P} \right)$$

La rata a la cual el fluido es removido del pozo es menor a la rata a la cual el fluido ingresa al pozo, el cual aumenta hasta que finalmente los caudales se igualan y termina la descarga.

En variables adimensionales:

$$t_D = (60 + 3.5 S) C_{SD}, \quad \dots \dots \dots (24)$$

En variables reales:

$$t_{wbs} = \frac{(200000 + 12000S)C_s}{\frac{kh}{\mu}}, \quad \dots\dots\dots (25)$$

4.3.2 Región de Tiempos Medios (MTR)

Comienza inmediatamente después que termina la región de tiempos tempranos, a medida que pasa el tiempo el comportamiento de presión se estabiliza porque la investigación es más profunda; a esta región se lo conoce también como flujo radial infinito.

Una prueba de flujo a caudal constante en un yacimiento infinito, puede describirse por la aproximación logarítmica de la función Ei.

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \frac{q_{sc} \beta \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{1688.4 \phi \mu c_i r_w^2}{k \Delta t} \right) - 0.869S \right]$$

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \frac{q_{sc} \beta \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k \Delta t}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

$$P_{wf} = P_i + 162.6 \frac{q_{sc} \beta \mu}{kh} \left[\log \Delta t + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

La ecuación anterior puede representarse de una manera simplificada como:

$$P_{wf} = m \log \Delta t + \text{constante} \quad \dots\dots\dots (26)$$

Donde:
$$m = -162.6 \frac{q_{sc} \beta \mu}{kh}$$

$$\text{Constante} = P_i + m \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

La ecuación (26) representa una línea recta con pendiente m en un gráfico P_{wf} Vs $\log \Delta t$. Se prefiere trabajar con el valor absoluto de esta pendiente.

Si adaptamos la convención de la industria petrolera. Para $\Delta t = 1$ hr entonces $P_{wf} = P_{1hr}$. Por lo tanto la aproximación logarítmica será:

$$P_{1hr} = P_i + m \left[\log \left(\frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S \right] \quad \dots\dots\dots (27)$$

La presión @ 1 hora se obtiene sobre la línea recta semilogarítmica o sobre la extrapolación. Resolviendo para S de la ecuación anterior se tiene:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \dots\dots\dots (28)$$

Con estos valores se puede calcular:

$$\Delta P_s = 0.869 m S \quad \dots\dots\dots (29)$$

$$FE = \frac{P_i - P_{wf@ \Delta t \text{ infinito}} - \Delta P_s}{P_i - P_{wf@ \Delta t \text{ infinito}}} \quad \dots\dots\dots (30)$$

Para un pozo centrado en un área de drenaje cuadrado o circular, se alcanza el estado pseudoestabilizado aproximadamente a:

$$t_{pss} \geq \frac{948 \phi \mu c_t r_e^2}{k} \quad \dots\dots\dots (31)$$

El análisis de una prueba de decremento de presión comprende:

1. Graficar P_{wf} vs Δt en papel semilogarítmico y en papel logarítmico (ΔP vs Δt).
2. Estimar el comienzo y el fin de la región M.T.R con los gráficos anteriores.
3. Determinar la pendiente de la región M.T.R y estimar la permeabilidad de la formación.
4. Estimar el resto de parámetros.

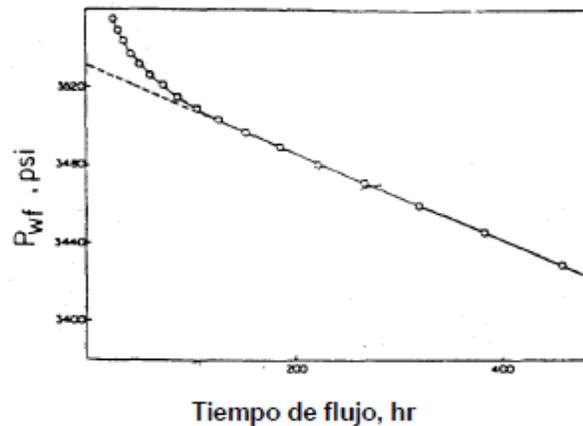


Figura 4.8: Gráfico de coordenadas cartesianas, ejemplo de caudal constante en una prueba de caída de presión

4.4. Método de Análisis por Curvas Tipo

4.4.1. Curvas Tipo.

Son representaciones gráficas de la respuesta teórica de un modelo de interpretación que representa al pozo y al yacimiento que está siendo probado. Para una prueba a presión constante, la respuesta es el cambio en el caudal de producción; para una prueba de build up la respuesta es el cambio en la presión de fondo (fluyente o estática). Se puede utilizar otro tipo de respuesta como la derivada de la presión de fondo. La interpretación de una prueba resulta más fácil si se lo **trata** como un problema de reconocimiento o comparación con un modelo.

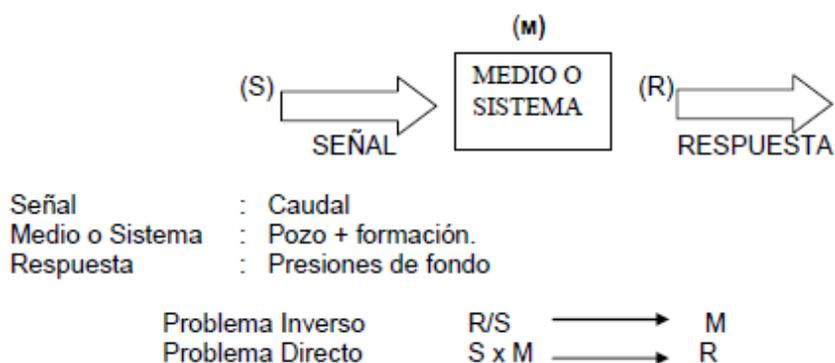


Figura 4.9: Diagrama de diagnóstico de curvas tipo

El *problema inverso* es definir el sistema conociendo solamente la respuesta a una señal dada.

- En pruebas de presión, se aplica una señal constante S (Caudal de producción constante), a un medio M y se mide la respuesta R (Cambio en las presiones de fondo).
- El propósito de la interpretación de una prueba es identificar y evaluar un sistema o medio conociendo la señal de entrada y la respuesta. Esto se llama problema inverso.
- La solución comprende la búsqueda de un modelo teórico bien definido donde la señal impuesta ocasione una respuesta tan próxima como sea posible a la formación que está siendo probada. La construcción de la respuesta del modelo se llama problema directo.

En principio la interpretación se basa en modelos teóricos los cuales, se asume, tienen características representativas del pozo y formación real. La solución al problema inverso no es única pero el número de posibilidades decrece cuando el

número de respuestas aumenta y su medición se torna más exacta.

Las curvas tipo se derivan de las soluciones a las ecuaciones de flujo bajo condiciones iniciales y de frontera específicos. Por motivos de generalización, las curvas tipos se presentan en términos de parámetros adimensionales.

Existen modelos de interpretación que contienen una curva simple o una o más familias de curvas, dependiendo de la complejidad del modelo.

4.4.1.1 Análisis de Pruebas de Presión con Curvas Tipo`

Este tipo de análisis busca encontrar una curva tipo que “empate” o se “aproxime” a la respuesta real del pozo y el yacimiento. Los parámetros del pozo y yacimiento, tales como permeabilidad y daño, pueden entonces calcularse de los parámetros adimensionales definidos por la curva tipo.

El empate puede encontrarse gráficamente como se muestra en la **Figura (4.10)**, superponiendo los datos reales de la prueba en una curva tipo apropiada que garantice un mejor ajuste. Para ello es necesario

graficar sobre un papel transparente los datos de la prueba, de manera que sobre éste último se tenga las mismas escalas de la curva tipo.

Este gráfico, con los datos reales, se superpone al gráfico de la curva tipo y manteniendo los ejes paralelos se busca el mejor empate. A partir de los parámetros adimensionales definidos por el empate con la curva tipo y del desplazamiento de los ejes X e Y, se calcula los parámetros del yacimiento.

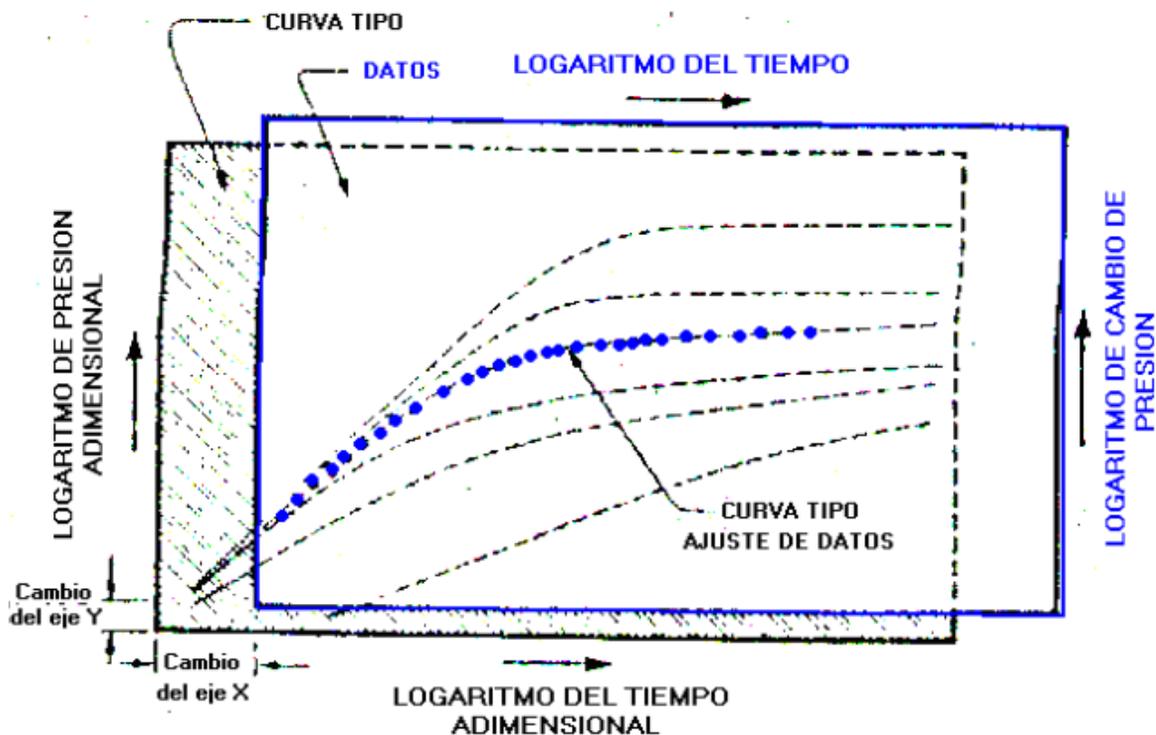


Figura 4.10 :Ejemplo de empate de curva tipo

4.4.1.2 Método de selección de una curva tipo.

Se tomará el modelo de interpretación que mejor represente el comportamiento del pozo y yacimiento durante la prueba. Este modelo deberá identificarse a

partir de los datos dinámicos de la prueba de pozos porque es generalmente difícil predecir a partir de información estática.

La manera más eficiente de identificar el modelo es utilizar la derivada de la presión con respecto al logaritmo natural de alguna función del tiempo. Un gráfico log-log de la derivada de la presión vs. tiempo, produce una curva cuyos componentes tienen características distintivas propias que son fáciles de reconocer. Dichas características son:

1. Un *máximo*. Se presenta a tiempos tempranos e indica efecto de almacenamiento y daño: mientras más elevado sea el máximo más dañado estará el pozo. Si no hay un máximo el pozo no tiene daño o está estimulado.
2. Un *mínimo*. Indica comportamiento heterogéneo
3. Una *estabilización*. Indica flujo radial infinito y corresponde a la región de una línea recta semi-log

en el gráfico de Horner o MDH (Miller, Dyes y Hutchinson).

4. Una *tendencia ascendente o descendente* al final de los datos. Indica efecto de límites.

El modelo completo de interpretación se obtiene de la combinación de varios de estos componentes, como se muestra en la **figura (4.11)**. Una vez que el modelo ha sido identificado, se selecciona la curva tipo más apropiada para el rango de datos disponibles de la prueba.

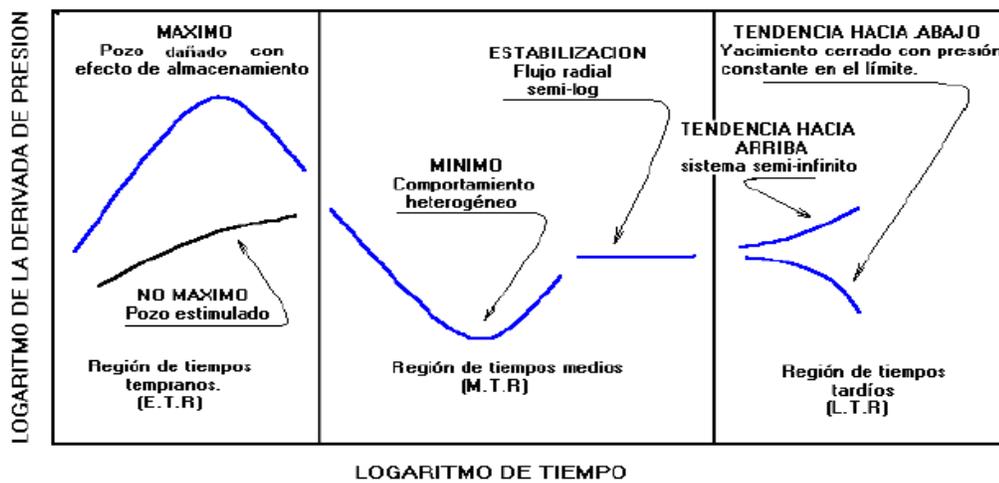


Figura 4.11 :Curva de diagnósticos en el que se muestra las formas características de la derivada de presión en un modelo de interpretación

4.4.1.3 Diferencias entre las curvas tipo.

Para un modelo de interpretación dado, la solución a las ecuaciones de flujo es única, y las curvas tipo obtenidas de dicha solución deben ser todas idénticas. En la práctica, sin embargo las curvas pueden diferir en su presentación. Como resultado, algunas curvas tipo no son útiles con los datos disponibles, o pueden ser más o menos convenientes para su uso. Pero aún si tienen apariencia diferente, las curvas tipo que correspondan al mismo modelo de interpretación

darán los mismos resultados si todos cubren el rango de datos disponibles.

4.4.1.4 Curvas tipo y métodos convencionales.

Las curvas tipo describen el comportamiento del modelo de interpretación que corresponde al pozo y al yacimiento, e incluye los varios regímenes de flujo que dominan durante la prueba. Como resultado, el análisis de la curva tipo suministra todos los parámetros del pozo y del yacimiento que se pueden obtener de las prueba de pozos.

El análisis de los métodos convencionales por otra parte - y más generalmente, los métodos de análisis basados en una línea recta - son válidos solo para un régimen de flujo específico. Como resultado, ellos suministran solamente parámetros característicos del pozo y del reservorio de ese régimen de flujo.

Si un régimen de flujo existe durante la prueba, el análisis correspondiente de la línea recta y curva tipo deben dar los mismos valores para los parámetros que caracterizan ese régimen de flujo. La dificultad con los métodos convencionales es determinar la existencia de un régimen de flujo en particular.

En el análisis de la curva tipo, éste se realiza como parte de la identificación del modelo de interpretación.

En el convencional el uso del método de análisis de la línea recta, no requiere otro paso preliminar.

4.4.1.5 Respuesta única del análisis de curva tipo.

La dificultad con los métodos convencionales es determinar la existencia de un régimen de flujo en particular. En el análisis de la curva tipo, éste se realiza como parte de la identificación del modelo de interpretación. En el convencional el uso del método

de análisis de la línea recta, por otra parte, no requiere otro paso preliminar.

El régimen de flujo se presume que existe, cuando puede o no puede ser el caso; una línea recta aparente a través de un rango de datos no necesariamente prevé la existencia de un régimen de flujo específico.

Un análisis basado en líneas rectas erróneas puede producir resultados totalmente erróneos. *La manera más eficiente de proceder es empezar con la identificación del modelo de interpretación, para evaluar todos los parámetros apropiados del pozo y del yacimiento con el análisis de curvas tipo, y entonces confirmar los resultados con el análisis de la línea recta si es aplicable.*

Asumiendo que la prueba se ha diseñado de manera que el rango es adecuado a los datos disponibles, el

modelo de interpretación puede determinarse con razonable certeza. Esto significa en términos de describir el yacimiento, por otro lado, puede no ser único. *Esta no unicidad es inherente a los procesos de la prueba y es independiente de las técnicas de análisis utilizado.*

El modelo de interpretación indica cómo diferentes medios están contribuyendo a los procesos de flujo y cómo estos medios interactúan. Pero no me dice cómo esos medios están distribuidos. Por ejemplo; los datos pueden indicar que el yacimiento exhibe un comportamiento de doble porosidad, pero generalmente no pueden decir si el yacimiento es fracturado o contiene múltiples capas sin una información adicional diferente de una prueba de pozos.

Asumiendo que el modelo ha sido identificado correctamente y que se dispone de un rango adecuado de datos, el análisis de las curvas tipo debe

producir un empate único. En la práctica, sin embargo, la falta de resolución en la representación log-log utilizada por la mayoría de las curvas tipo crean problemas. Esto se puede resolver combinado el análisis de la curva tipo y línea recta, como se mencionó anteriormente.

Si el rango de datos es inadecuado, y en particular si el flujo radial semi-log no ha sido alcanzado durante la prueba, no se puede obtener una respuesta única con el análisis de curva tipo, sin un proceso de validación (en efecto, no es posible un análisis con cualquier técnica convencionales).

4.4.1.6 Beneficios del análisis de curvas tipo.

El proceso de interpretación completo debe incluir:

1. Identificación del modelo de interpretación,
2. Validación del modelo de interpretación y,
3. Cálculos de los parámetros del modelo.

Un mejoramiento en el proceso de interpretación esencialmente conlleva al mejoramiento en la identificación y validación. Como parte de la identificación, el análisis de la curva tipo representa un mejoramiento drástico, especialmente con la derivada, porque no hay identificación en el método convencional: cualquier línea recta que se presente se asume a priori que representa el régimen de flujo requerido. Lo mismo se aplica para la parte de validación, porque no es posible la validación con métodos convencionales.

Como mencionamos anteriormente, el primer paso de la validación consiste en comparar los resultados del análisis de la curva tipo con los métodos de la línea recta para el régimen de flujo identificado en el análisis log-log.

El segundo paso, es un chequeo más estricto que consiste en comparar los datos del gráfico de Horner

con los predichos por el empate de la curva tipo. Y por último, hay que chequear la consistencia del análisis, las medidas tomadas durante toda la prueba (no solamente del periodo que está siendo analizado) puede compararse con aquellas obtenidas del empate de la curva tipo.

La **figura (4.12)** ilustra el proceso de validación de una prueba. El gráfico superior presenta el ploteo de validación y muestra que se ha alcanzado flujo radial infinito durante la prueba (sección donde la curva derivada se aplana). Igualmente se puede observar en el gráfico inferior (gráfico de Horner) que todos los puntos que forman la línea recta corresponden al flujo radial infinito y están en concordancia con los puntos de la derivada.

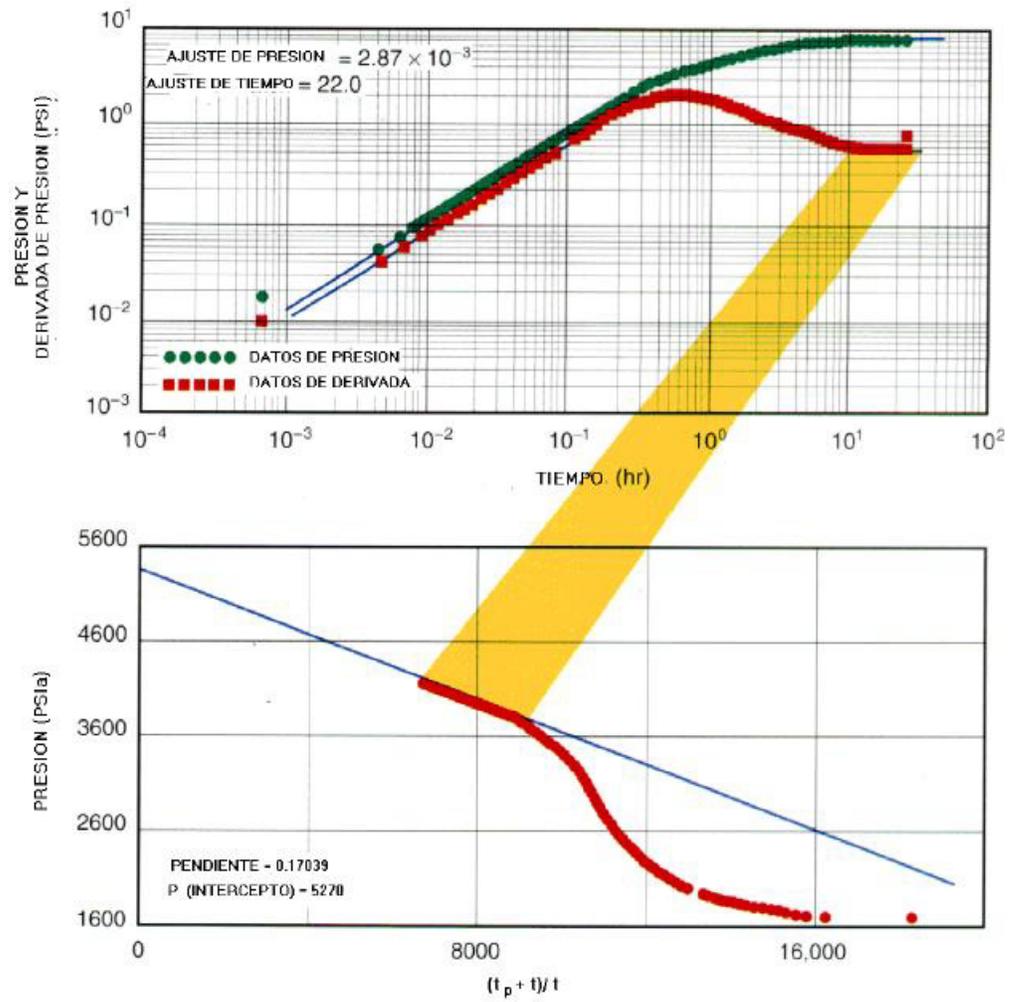


Figura 4.12: Prueba de validación. Utilizando gráfico de diagnóstico log-log y gráfico convencional

4.4.2. Curva Tipo de Gringarten (Yacimientos Homogéneos)

Gringarten et. Al. En 1979 introduce la curva tipo mostrada en la figura 7. Este tipo de curvas se basan en las soluciones que dio Agarwal et. Al. (1970), teniendo su principal ventaja en que para realizar el empate no necesitamos el cálculo previo de C_D . Sin embargo la figura muestra que necesitamos un parámetro para poder escoger una de las curvas, especialmente para valores comprendidos entre $C_D e^{2S} > 10^8$.

Con la finalidad de analizar los datos de campo es necesario escribir la ecuación (2) en una forma más general, de manera que represente lo más realista posible las condiciones reales del sistema pozo - yacimiento, tal situación se logra al añadir los términos de la constante de almacenamiento y factor de daño (skin) como sigue (Gringarten et al. 1978):

$$P_D(t_D) = 0.5(\ln t_D + 0.80907) \quad (2)$$

$$P_D = 0.5 \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.080907 + \ln(C_D e^{2S}) \right] \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

$$C_D = \frac{0.8937C}{\phi h c_r r_w^2}$$

y C = coeficiente de almacenamiento.
S = Factor de daño (skin)

La ecuación anterior constituye uno de los modelos matemáticos básicos para el análisis moderno de pruebas de presión. La ecuación muestra que la respuesta de un pozo de actuación infinita con efecto de almacenamiento constante y daño, cuando está sujeto a un cambio en la rata de flujo, puede describirse por tres grupos de variables adimensionales. Estos son: P_D , t_D/C_D y $C_D e^{2S}$.

Una de las técnicas que actualmente se encuentra en uso se basa en la solución gráfica de la ecuación (3), cuya familia de curvas representa el comportamiento más frecuente de un **pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento**

homogéneo, éste diagnóstico original es posible realizarlo al observar la forma del gráfico de los datos de campo. Las curvas tipos correspondientes se muestran en la **figura (4.13)**, también se los conoce como “Curvas tipo de Gringarten et. al.”. Las curvas están graficadas en escala log-log en términos de la presión adimensional, P_D versus tiempo adimensional dividido para la constante de almacenamiento adimensional, t_D/C_D .

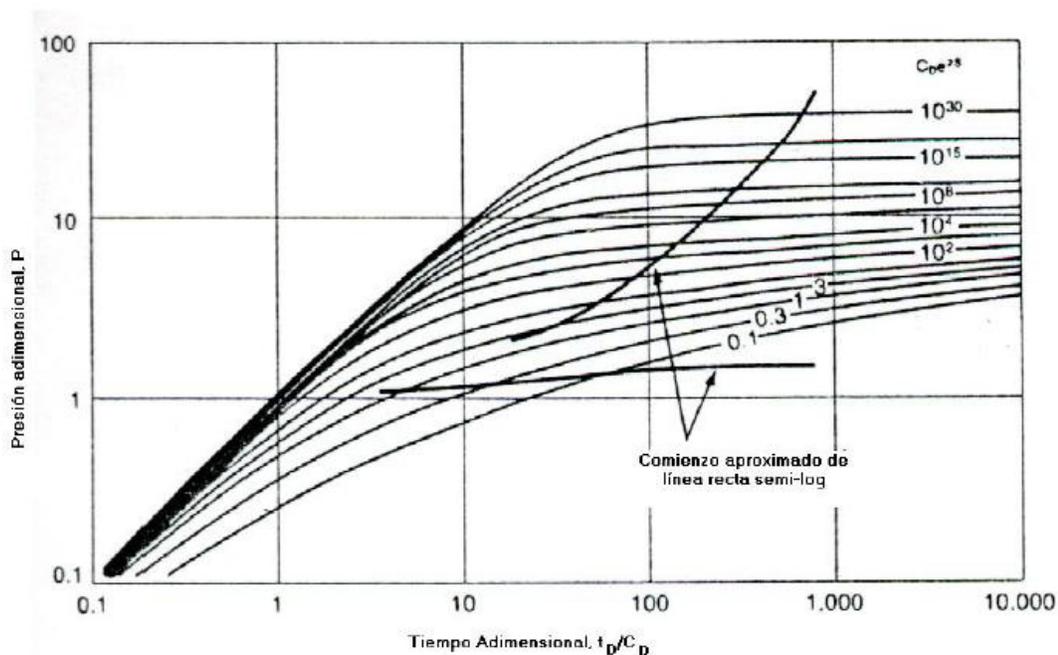


Figura 4.13: Curva tipo de Gringarten et al. Para un pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento con comportamiento homogéneo. Note que a altos valores de t_D/C_D las curvas tienen formas similares lo que dificulta la confiabilidad del empate.

A cada curva corresponde un grupo adimensional, $C_D e^{2S}$, que define la forma de las curvas. Todas las curvas convergen, a tiempos tempranos, en una línea recta de pendiente unitaria que corresponde a flujo con almacenamiento puro. A tiempos posteriores, las curvas corresponden a flujo con actuación infinita, cuando los efectos de almacenamiento han desaparecido y el flujo es radial en el yacimiento.

El hacer un empate de los datos de la prueba con una de estas curvas tipo permiten:

- Hacer una confirmación del diagnóstico original
- La identificación de los dos regímenes de flujo- efecto de almacenamiento y flujo radial de actuación infinita.

Regímenes de flujo

1. **Almacenamiento.** El almacenamiento domina la prueba cuando la curva tipo tiene una pendiente de 45° . Todos los puntos que igualan a una pendiente de 45° en la curva tipo también estarían en una línea recta del gráfico especializado para almacenamiento.

2. **Flujo radial infinito.** El comienzo aproximado del flujo radial infinito se indica sobre esta curva tipo. Los puntos que igualan a la curva tipo después del inicio del flujo radial infinito también estarían sobre la línea recta semi-log.

Puntos de empate. (Match point)

Presión: $P_D ; \Delta P$
 Tiempo: $t_D / C_D ; \Delta t$
 Curva: $C_D e^{2S}$

4.4.2.2 Cálculo de los parámetros

- 1) **kh** se calcula del ajuste de presión.

$$kh = 141.2 q \beta \mu \left(\frac{P_D}{\Delta P} \right)_M$$

- 2) **C** se calcula del ajuste de tiempo

$$C = \left(0.000295 * \frac{k * h}{\mu} \right) * \left(\frac{\Delta t}{t_D / c_D} \right)_M$$

- 3) **S** se calcula de la curva:

- a) Utilizando C obtenido anteriormente

$$C_D = \frac{0.8937C}{\phi h c_r r_w^2}$$

$$b) \quad S = 0.5 \ln \left[\frac{(C_D e^{2S})_M}{C_D} \right]$$

4.4.2.3 Técnica especial de ajuste

El primer paso consiste en graficar sobre un papel transparente los datos de cambio de presión, Δp , versus el tiempo, Δt , para un periodo de flujo particular, en la misma escala log-log de la curva tipo.

El empate inicial se realiza deslizando el gráfico de los datos de la prueba sobre las curvas tipo, con respecto a la única línea recta a tiempos tempranos y luego seleccionar la mejor curva de empate. El fin del efecto de almacenamiento y el comienzo del flujo radial infinito se lo obtiene de los límites marcados en las curvas tipo (**Figura**

4.13). Sin embargo, hay dos problemas que más generalmente se lo encuentra durante el empate de las curvas tipo:

- Para altos valores de C_{De}^{2S} (mayores a 108), las curvas tipo tienen formas similares, por consiguiente no es posible encontrar un empate único mediante una simple comparación de formas.
- Los datos de incremento de presión se desvían de la curva tipo diseñada para análisis de decremento de presión. La desviación depende de la duración del periodo de flujo previo al cierre, t_p .

Una vez que los regímenes de flujo se han identificado, existen análisis especializados que se aplican para cada caso. Para la restauración de presión, el método de Horner es el análisis especializado más generalmente utilizado durante el régimen de flujo infinito. El método consiste en graficar la presión de fondo estática, versus el $\log[(t_p + \Delta t) / \Delta t]$ como se muestra en la **figura (4.14)**.

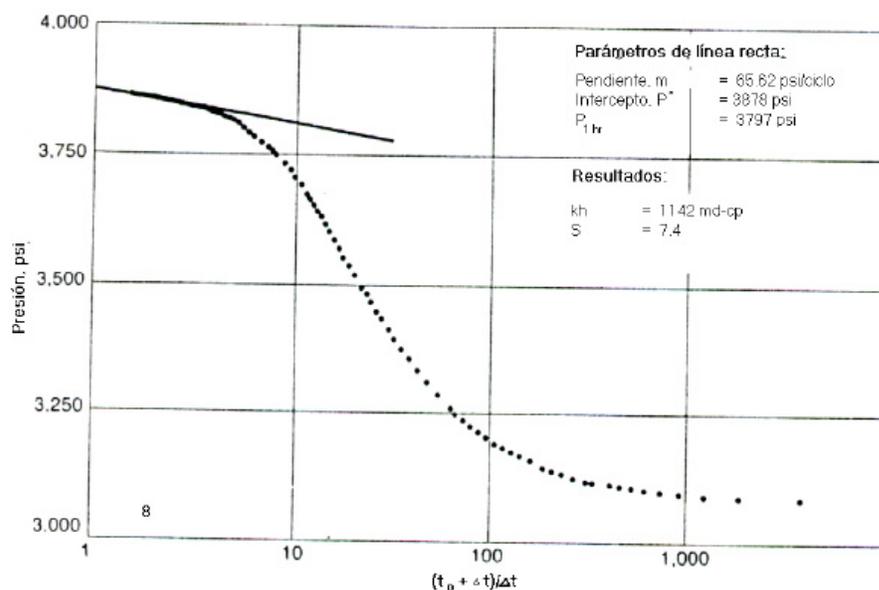


Figura 4.14 Gráfico de Presión vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$

En dicho gráfico, los datos que pertenecen al flujo radial infinito se alinean en una línea recta. Los parámetros que proporcionan ésta línea recta se los utiliza para determinar el producto permeabilidad-espesor, kh y el daño, S:

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m}$$

$$S = 1.151 * \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * c_t * r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Del valor obtenido de kh por el gráfico de Horner se puede fijar el empate de los ejes de presión. Esto se hace insertando el valor de kh en la ecuación para la presión en variables adimensionales y resolviendo para $P_D/\Delta p$.

$$kh=141.2q\beta\mu\left(\frac{P_D}{\Delta p}\right)_M$$

Del análisis de este estudio se puede pensar en dos aspectos bien definidos que se centran en aspectos generales y específicas, el primero es en que una curva tipo nos sirve para identificar el comportamiento de un yacimiento, y el segundo aspecto es el enfocar en un análisis especializado para encontrar y calcular con más exactitud los parámetros del pozo y del yacimiento.

4.4.3 Análisis de Presión Diferencial - Curva Tipo de Bourdet Et. Al. (Método de la Derivada).

Bourdet (1984) introdujo curvas tipo en términos de la derivada de la presión las cuales permiten analizar el

comportamiento de la presión diferencial para pozos con efecto de almacenamiento y daño en un yacimiento homogéneo.

Es posible diferenciar los dos regímenes dominantes en la curva tipo de la **Figura (4.15)**.

- i) Durante el efecto de almacenamiento puro,

$P_D = t_D/C_D$, diferenciando se tiene:

$$\frac{\partial P_D}{\partial (t_D/C_D)} = P'_D = 1$$

- ii) Durante el flujo radial infinito en un yacimiento homogéneo,

$$P_D = 0.5 \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.080907 + \ln(C_D e^{2S}) \right]$$

diferenciando se tiene:

$$\frac{\partial P_D}{\partial (t_D/C_D)} = P'_D = \frac{0.5}{t_D/C_D}$$

Por consiguiente, tanto a tiempos tempranos como a tiempos tardíos, todas las derivadas se comportan de manera idéntica y son independientes del grupo $C_D e^{2S}$. La curva tipo log-log que corresponde a estas relaciones se muestran en la **Figura (4.15)**.

A tiempos tempranos, todas las curvas convergen en una línea recta que corresponde a $P'_D = 1$. A tiempos tardíos, las curvas convergen en una línea recta de pendiente -1 , correspondiente a $P'_D = 0.5/(t_D/C_D)$. Entre estas dos asíntotas, a tiempos intermedios, cada curva $C_D e^{2S}$ produce una forma específica.

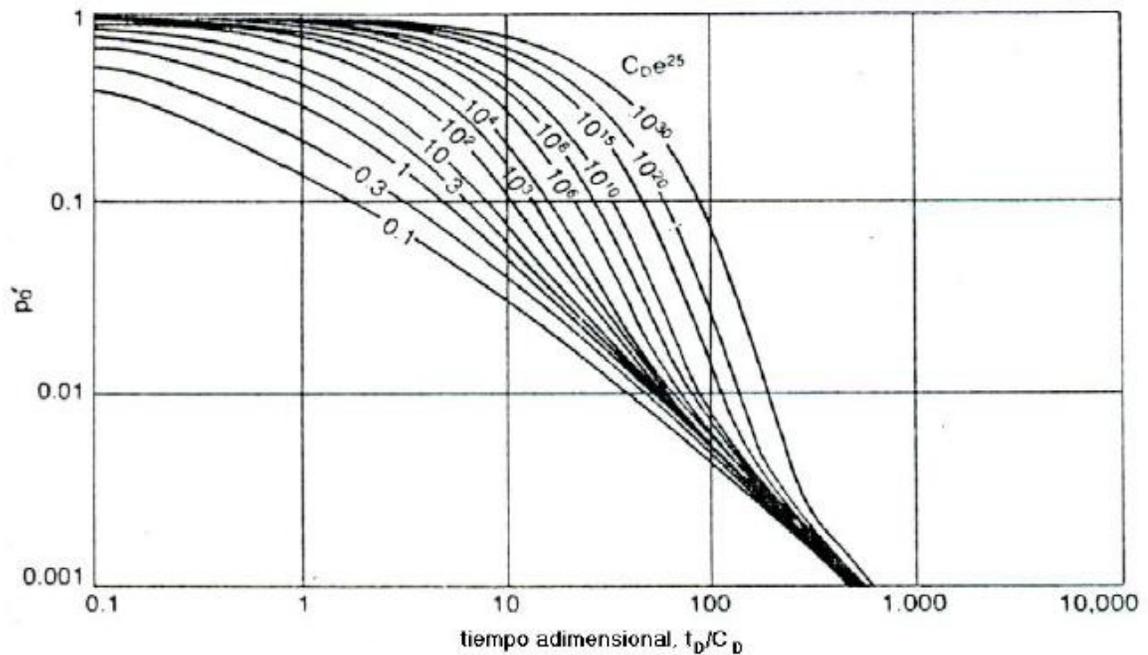


Figura 4.15: Gráfico de la derivada de presión y tiempo adimensional; se observa que tanto a tiempos tempranos como a tiempos tardíos todas las curvas convergen en unas líneas rectas.

Sin embargo, desde el punto de vista práctico, se prefiere graficar las curvas tipos como $P'_D(t_D/C_D)$ versus t_D/C_D como en la **Figura (4.16)**.

$$P'_D(t_D/C_D) = \frac{\Delta t \Delta p' kh}{141.2 q_{sc} \beta \mu}$$

Este último gráfico se prefiere porque:

- Los grupos adimensionales de los ejes de presión y tiempo son consistentes con la curva tipo de la **Figura (4.13)**.
- La curva tipo se ajusta a las escalas más comúnmente utilizada de 3x5 ciclos.

Para utilizar las nuevas curvas tipo, los datos reales deben graficarse como $\Delta t \Delta p'$ versus Δt . En la **Figura (4.16)**, a tiempos tempranos, la curva sigue a una línea recta log-log de pendiente 1. Cuando se alcanza flujo radial infinito, a tiempos tardíos, las curvas se vuelven horizontales a un valor de $P'_D(t_D/C_D) = 0.5$.

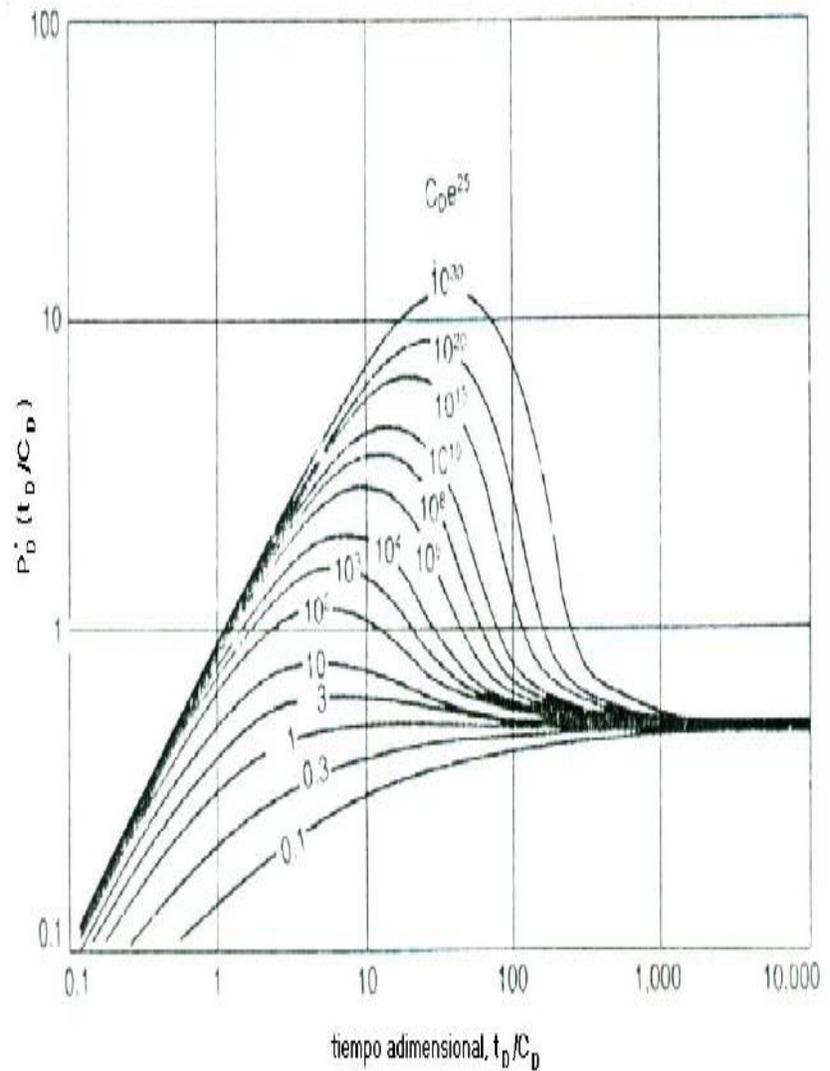


Figura 4.16 :Curva tipo de Bourdet et al.

Estas curvas tipo (derivada) son más fáciles de usar que las curvas de presión adimensional (Curvas de Gringarten et. al.) que generalmente se utilizan. Si durante el periodo de

prueba ocurre tanto flujo debido al efecto de almacenamiento como flujo radial infinito, entonces un gráfico log-log de los datos obtenidos también exhibirá dos líneas rectas.

Por consiguiente es posible realizar un solo empate con las dos porciones rectas de los datos y las asíntotas de la curva tipo, teniendo en cuenta que es posible solo un punto de empate. Entre las asíntotas, las curvas tipos son completamente diferentes para diferentes valores de $C_D e^{2S}$. Así, es fácil identificar la curva $C_D e^{2S}$ apropiada que corresponda a los datos.

Además de la unicidad y alta definición, el método tiene otras características importantes – el régimen de flujo radial de actuación infinita proporciona una línea recta en un gráfico log-log de la derivada. Así pues, en comparación al análisis con las curvas de Gringarten et. al, la curva de la derivada combina la ventaja del empate de curvas tipo (una

consideración global de la respuesta) con la exactitud del análisis especializado semi-log.

El análisis de la diferencial de presión (derivada de la presión), por consiguiente, se realiza con un simple gráfico, eliminando la necesidad de más gráficos para confirmar el ajuste.

La representación gráfica de P_D y su grupo derivada P'_{Dt_D}/C_D , versus t_D/C_D en un mismo gráfico log-log proporciona una de las curvas tipo más ampliamente utilizadas. Tan pronto como se alcanza flujo radial infinito, todas las curvas de la derivada son idénticas y, en particular, son independientes del factor de daño (skin).

Esto significa que el efecto de daño solamente se manifiesta entre las líneas rectas debido al efecto de llene y el flujo radial de actuación infinita. La experiencia ha demostrado que los datos en ésta porción de la curva no siempre están bien definidos. Por esta razón, es más

práctico superponer las dos curvas tipos de la **Figura (4.13)** y **(4.16)** (Gringarten et.al y Bourdet et. at.) sobre una misma escala.

El resultado son las curvas tipo que se muestra en la **Figura (4.17)**. El gráfico permite realizar un ajuste simultáneo de los datos de cambio de presión, Δp , y los datos del grupo derivada, ya que se los grafica sobre una misma escala. Entonces, los datos del diferencial de presión proveen sin ninguna ambigüedad el ajuste de presión y tiempo, mientras el valor de C_{De}^{2S} se obtiene comparando las etiquetas de las curvas de empate con los datos tanto de presión diferencial como de los de cambio de presión.

La **Figura (4.17)** muestra una familia de curvas tipo para diferentes valores de C_{De}^{2S} . Note que, a tiempos tempranos, casi todas las curvas están unidas a una línea recta de pendiente unitaria que corresponde al efecto de almacenamiento puro. A tiempos tardíos, todas las curvas de la derivada convergen en una línea recta horizontal, que

corresponde a flujo radial infinito. La forma de cada curva, que se define por el término $C_D e^{2S}$, es más notable en la curva derivada.

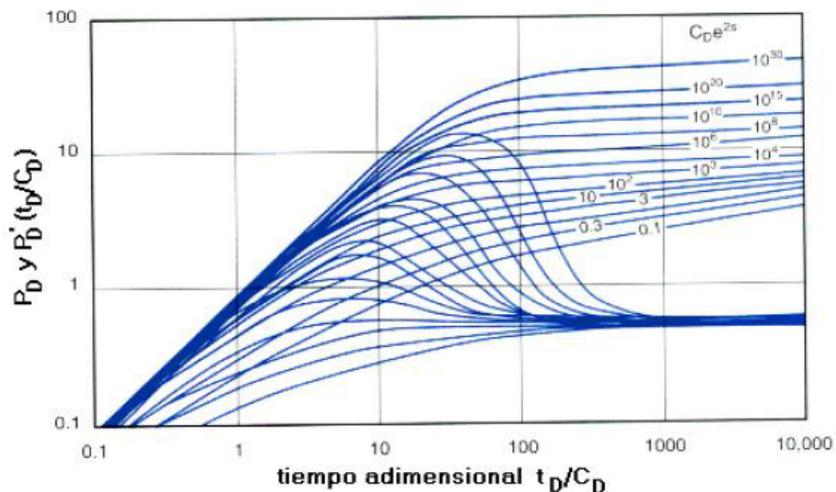


Figura 4.17: Curvas tipo para un pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento homogéneo (de Bourdet et al 1983)

4.4.3.1 Cálculo de la derivada

Para calcular la derivada de la presión, $\Delta p'$, previamente se debe obtener el cambio de presión:

- Para decremento de presión $\Delta p = p_i - p_{wf}(\Delta t)$
- Para restauración de presión $\Delta p = p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_p)$

Donde:

P_i = Presión inicial del yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

P_{ws} = Presión de fondo estática (Pozo cerrado)

Δt = Lapso de tiempo desde el inicio de la prueba transitoria.

t_p = Duración del tiempo de producción previo al cierre

Si no se conoce t_p se lo puede obtener a través del conocimiento de la historia de producción del pozo, dividiendo la producción acumulativa previa a la prueba de restauración de presión para la rata de producción antes del cierre.

- 1. Dado los datos de una prueba de decremento de presión, la derivada de presión se obtiene de la derivada de presión con respecto al logaritmo natural del tiempo de cierre:**

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial \ln(\Delta t)} = \frac{p(t_i + 1) - p(t_i - 1)}{\ln(t_i + 1) - \ln(t_i - 1)}$$

- 2. Dado los datos de una prueba de restauración de presión, el cálculo de la derivada es:**

$$\frac{\partial \Delta p}{\partial \tau} = \frac{p(t_i + 1) - p(t_i - 1)}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}}$$

Donde:

τ = superposición de tiempo,

$$\tau_i = \ln \left(\frac{t_p + \Delta t_i}{\Delta t_i} \right)$$

Estos cálculos son solo aproximados.

CAPÍTULO 5

5. TIPOS DE ESTIMULACIONES ACIDAS Y BOMBEO DE ACIDOS.

Los tratamientos de estimulación a aplicarse necesitan de una selección apropiada del ácido y de la técnica de acidificación, por esta razón debemos considerar tres factores químicos correlacionados al momento de seleccionar el ácido apropiado:

La estequiometría

El equilibrio termodinámico

La velocidad de reacción

5.1. Tipos De Estimulaciones Acidas.

Se entiende por estimulación a una serie de tratamientos cuyo objetivo es eliminar el daño a la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según el caso, incrementarla por encima de su capacidad natural.

Si la inyección del tratamiento se realiza a caudales y presiones menores a las requeridas para vencer la resistencia mecánica de la roca, el tratamiento será matricial, si se supera la resistencia mecánica de la roca, estaremos ante un tratamiento de fracturamiento.

5.1.1. Estimulación Matricial

Este tipo de estimulación consiste en eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción. La estimulación matricial se lleva a cabo inyectando fluidos en la formación, reactivos o no, en régimen de flujo radial, a presiones inferiores a la presión de fracturamiento de la formación con el objeto de eliminar el daño presente y restaurar la permeabilidad a su valor original.

Teóricamente la presión de inyección puede obtenerse de la siguiente expresión:

$$P_i = \frac{142.1q\beta_o\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}{kh} + P_e$$

Donde P_i es la presión de inyección a condiciones de fondo, P_e es la presión del yacimiento y q es la tasa de inyección.

5.1.2 Fracturamiento Acido.

Consiste en estimular el pozo más allá de su capacidad natural de producción, eliminando el daño y parte de la matriz de roca calcárea. En el fracturamiento ácido, los fluidos se inyectan a presiones por encima de la presión de fracturamiento de la formación, con el objeto de crear canales de alta permeabilidad por medio de la disolución química de parte de la matriz. En este caso la permeabilidad creada es mayor que la original de la formación.

5.1.3. Fracturamiento Hidráulico.

Un fracturamiento hidráulico es la superposición de una estructura de muy alta conductividad en el yacimiento, de modo que exista un gran contraste entre la permeabilidad de éste y la de la fractura, y el aporte de fluidos sea desde el yacimiento a la fractura y de ésta al pozo. En general se fracturan yacimientos de arenisca de baja permeabilidad natural, o aquellos que han sufrido daño que no puede ser eliminado por medios químicos.

5.2. TIPOS DE ACIDOS

La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatos o areniscas. Durante la etapa de perforación o culminación diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado provocando daños que resultan en una caída de presión y por lo consiguiente una disminución de la producción de hidrocarburos. El tratamiento en general para este tipo de formaciones puede clasificarse en la siguiente forma: Reactivas y No reactivas, así mismo, se usan combinaciones de ellos, y el uso de aditivos, para diversas aplicaciones.

Reactivas:

Acido clorhídrico, HCl

Acido fluorhidrico, HFl

Acido acético CH₃-COOH

Acido fórmico HCOOH

No reactivas:

Solventes mutuos

Solventes aromáticos

**5.2.1. Tratamientos De Estimulación Por Combinaciones De
Ácidos (Reactivas).**

Se utilizan mezclas de estos ácidos combinados con aditivos para diferentes aplicaciones .Entre las mezclas más utilizadas en la industria petrolera tenemos:

5.2.1.1. Mud Acid.

Llamado mud acid debido a q ha sido usado durante muchos años para eliminar daños causados por lodos de perforación. Consiste en una mezcla de ácido clorhídrico con ácido fluorhídrico, siendo la más común 12% de HCl y 3% de HFl a la cual la conoce como RMA O Regular Mud Acid. Este tipo de ácido reacciona muy rápido con minerales arcillosos y de manera muy lenta con feldespatos y cuarzo. Estas reacciones pueden dar lugar a la precipitación de productos insolubles y a la pérdida de la resistencia mecánica de la matriz de la arenisca, por esto se recomienda hacer pruebas previas de laboratorio para determinar la óptima concentración del HF.

5.2.1.2 HCl

La mayoría de los tratamientos de formaciones carbonáticas emplean ampliamente el ácido clorhídrico, usualmente usando el 15% de la solución en agua. Con el desarrollo de inhibidores para

prevenir corrosión en las tuberías, mejoran las concentraciones usadas(más elevadas) e incrementan la eficiencia.

Concentraciones diluidas son utilizadas en donde el poder disolvente del ácido no es la única necesidad. Así, en la acidificación de las areniscas en donde la concentración de HCl al 5% y al 7.5% se usa amenudo para desplazar agua congénita delante de mezclas acidas clorhídrico-fluorhídrico.

5.2.1.3 Acido Fluoroborico.

Es un tratamiento de estimulación para los reservorios formados de arenisca los cuales generalmente están compuestos de cuarzo con diversos materiales de arcilla, incluso carbonatos, feldespatos y otros. Nace de la necesidad de generar lentamente el HF a condiciones de yacimiento, dada la rápida acción del HF puro con las arcillas, lo cual

hace que tengan muy poca penetración antes de gastarse.

Tiene la propiedad de estabilizar las partículas finas y es comercialmente conocido como clay acid o sanstone acid. Es un tipo de ácido que surgió como una alternativa del Mud Acid y genera HF por hidrólisis a medida que se consume en su reacción con las arcillas y en algunos casos se puede inyectar como una etapa del tratamiento luego del mud acid para penetrar a mayor profundidad.

Se recomienda en especial en arenas con alto contenido de dolomita por que la estabiliza, igualmente, es adecuado en arena con contenido de minerales potásicos ,ya que evita la precipitación de compuestos dañinos.

5.2.2 Tratamientos No Reactivos.

Son usados en aquellos pozos que presentan daño de deposición de parafinas o asfaltenos, se trata con combinaciones de solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes que en algunos casos podrán contar con ácido anhídrico, para reducir el agua presente en las vecindades del pozo, por ejemplo un especial tratamiento a los pozos inyectoros que presentan taponamiento por bacterias sulfato reductoras;

Este consiste en inyectar al pozo una solución concentrada de HIPOCLORITO DE SODIO, pero antes es necesario realizar pruebas de laboratorio para determinar la posible reacción del hipoclorito u otro oxidante fuerte con los minerales, en general, se aconseja que los oxidantes no penetren demasiado en el medio poroso, sino que sólo limpien la cara de la formación.

Las soluciones acuosas, estabilizadores de arcillas y solventes mutuos pueden ser usados en formaciones sensibles al HCl (contenido de clorita), este puede ser utilizado pero solo después de haber inyectado un volumen de agua para haber

evitado el contacto entre el hipoclorito y el ácido, lo cual genera cloro gaseoso, el cual provoca gran peligro para la seguridad del personal.

5.3. Tipos de Aditivos

Un aditivo es un material que se adiciona a un ácido para modificar su comportamiento y así ajustarlo a las condiciones del yacimiento.

Existen varios tipos de aditivos disponibles para ácidos, pero entre los más importantes tenemos los siguientes:

Inhibidores de corrosión .

Agente para el control de hierro .

Surfactantes.

5.3.1. Inhibidores De Corrosión .

Son polímeros cuyo principal propósito es proteger las tuberías de la corrosión más que modificar las características del ácido, para lograr esto el inhibidor forma una delgada cubierta protectora en el interior de la tubería a medida que el ácido es

bombeado y debe ser usado en todas las etapas del ácido (pickling, preflujo ácido, tratamiento principal y postflujo ácido). Su función es la de disminuir la velocidad de reacción del ácido con el acero ya que los inhibidores no eliminan la corrosión, solo la controlan.

Contienen una fuerte carga catatónica y dejan las superficies mojables al petróleo, mecanismo mediante el cual se adsorben y recubren la superficie de la tubería con una película mojada al petróleo para así proteger la tubería de la exposición del ácido, esta película forma una barrera que impide a los iones de hidrógeno alcanzar la superficie de la tubería y causar la corrosión.

Debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa causado por un cambio de mojabilidad (recubrir las superficies con una película mojada al petróleo).

El inhibidor puede tardar algunos días en perder su efectividad y en algunos lugares la perderá antes que en otros dando lugar a la corrosión puntual, también puede ocasionarse por no haber colocado la suficiente cantidad de inhibidor así como las impurezas en el metal pueden acelerar su paso.

La concentración adecuada de inhibidor q se debe aplicar va a depender de la temperatura a la cual este actuando el inhibidor por ejemplo, Debajo de 200° – 250° F, la apropiada concentración de un inhibidor de corrosión es el 0,1 – 1%, a mayores temperaturas será necesario aumentar la concentración o adicionar un intensificador, La mayoría de los intensificadores efectivos de inhibidor están en el grupo de los yoduros, y el que mejora la capacidad de los inhibidores de corrosión es la solución de yoduro cuproso en ácido acético (85%) y fórmico (15%).

5.3.2. Agente Para Control De Hierro.

Muchas formaciones contienen carbonato de hierro(Siderita), hematina, y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendida de las mismas tuberías del pozo, equipo de fondo, líneas de superficie durante el bombeo del ácido.

La química de los componentes de incrustaciones de hierro tiene mayor complejidad que las de otro tipo, debido a q encontramos dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico, siendo el ferroso el de mayor riesgo.Generalmente,el agua de formación posee una concentración inferior a 100 ppm de hierro, esta concentración puede verse gravemente incrementada por corrosión o por contacto con carbonato de hierro o hematina. Los agentes de control de hierro no disminuyen la cantidad de hierro disuelto, tampoco reducen o previenen la reacción ácida con compuestos de hierro, estos previenen la precipitación de los compuestos de hierro manteniendo los cationes de hierro en la solución.

La precipitación de hidróxido férrico y otros compuestos que contengan hierro puede causar graves daños bloqueando los canales de permeabilidad de la formación, incluso en el proceso de acidificación dañando en forma irreparable la permeabilidad que se había querido restaurar.

Esta precipitación sucede cuando se gasta el ácido incrementando su pH sobre 2,5 y totalmente con pH 3,5 para el ión férrico y 5 para el ión ferroso por lo cual es imprescindible contar con secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción lo más pronto posible.

5.3.3. Surfactantes

Son sustancias químicas de uso común en todas las ramas de la industria petrolera, como por ejemplo tenemos que en refinación se usan como detergentes y dispersantes en gasolinas y aceites lubricantes, emulsionantes para asfaltos,

antiespumantes en varios procesos inhibidores de corrosión en varios procesos de transporte y almacenamiento. En producción se utilizan como agentes de deshidratación, tenso-activos o de estimulación, para recuperación mejorada como emulsionantes, espumantes para distribución de inyectividad y en lodos de perforación como emulsionantes y dispersantes.

Los surfactantes tienen la capacidad de disminuir la tensión superficial cuando se adsorben en la interface entre un líquido y un gas, la **tensión interfacial** cuando se adsorben en la interface entre dos líquidos inmiscibles, y el ángulo de contacto cuando se adsorben en la interface entre un líquido y un sólido.

Las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: la desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.

Los surfactantes se clasifican de acuerdo a su tipo de molécula y más particularmente con base en el tipo de disociación de su molécula en solución, de la siguiente manera:

No iónicos

Anionicos

Cationicos

Anfotericos

5.3.3.1 Surfactantes No iónicos

En soluciones acuosas no forman iones ,por ejemplo:
alcoholes o fenoles etoxiliados.

5.3.3.2 Surfactantes Anionicos.

En solución acuosa se disocian en un anión anfifílico y un catión el cual es generalmente un metal o un amonio, ejemplos; benceno sulfonatos, sales de ácidos carboxílicos, lauril, ester sulfato.

5.3.3.3 Surfactantes Cationicos

En solución acuosa se disocian en un catión anfílico y un anión generalmente de tipo halógeno, ejemplo: compuesto de amina como el cloruro de amonio cuaternario.

5.3.3.4. Surfactantes Anfotéricos .

Son moléculas orgánicas cuyo grupo hidrófilico puede estar cargado positivamente, negativamente o sin carga dependiendo del pH del medio.

5.3.4. Daños de formación susceptibles de ser tratados con surfactantes .

Bloqueo por agua

Bloqueo por emulsiones viscosas

Formación mojada por crudo

Bloqueo por membranas interfaciales

Restricción al flujo debido a altas tensiones entre los fluidos

5.4. OTROS ADITIVOS

Son opcionales y no debe usarse a menos que las condiciones del pozo o del yacimiento indiquen su necesidad, y debe probarse su compatibilidad con los fluidos de la formación.

5.4.1 Solventes Mutuos.

El solvente mutuo reduce la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Debido a sus propiedades, mantiene en solución al inhibidor

de corrosión, que es un surfactante catiónico, y le impide adsorberse sobre la superficie de la tubería por lo cual tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan solventes mutuos.

5.4.2 Alcoholes .

Las mezclas de alcoholes, como el metanol o el isopropanol pueden ayudar a recuperar el ácido en la estimulación de pozos gasíferos, especialmente para eliminar bloqueos por agua. Esto se debe a que el alcohol disminuye la tensión superficial de los fluidos ácidos sin que se adsorban en la formación como un surfactante.

Los alcoholes reaccionan con el HCl por encima de los 185° F para producir cloruros orgánicos, que envenenan los catalizadores de la refinería en operaciones de down stream, por lo tanto los alcoholes deben usarse sólo como aditivos en la

acidificación de pozos gasíferos y debe restringirse a la estimulación de pozos por debajo de esta temperatura.



FIG 5.1 METANOL

FUENTE: Manual de fundamentos de acidificación de BJ SERVICES-EDC LAR

El metanol puede agregarse a las etapas del ácido en pozos gasíferos, donde se formarán hidratos de gas en el fondo. Este es un problema potencial en completaciones profundas, donde puede ocurrir gas que se enfría en el wellbore, así como en pozos de almacenaje de gas.

La concentración máxima recomendada de alcohol para estimulación es: metanol, 25% e isopropanol, 20% del volumen del ácido. En general, el metanol no es muy seguro, su uso debe considerarse sólo cuando es absolutamente necesario.

5.4.3 Estabilizadores de Arcillas.

Los estabilizadores de arcillas son normalmente recomendados para prevenir la migración y/o hinchamiento de arcillas posteriormente al ácido.

Los estabilizadores de arcillas comunes son las aminas poli cuaternarias (PQA) o poliamidas (PA).

Las aminas poli cuaternarias son consideradas muy efectivas y deben inyectarse con el preflujo antes de la inyección del HF, porque éste lo destruye, y además para proteger las arcillas de los intercambios iónicos iniciales. La concentración efectiva recomendada es de 0.1 al 2% (0.1 al 0.4% es la más correcta).

5.4.4 Agente Fijador de Finos (FFA)

Un agente fijador de finos (FFA) es un organoxilano, que reacciona in situ para formar un polisiloxano de longitudes variadas, manteniendo los finos de formación silícicos en su lugar. Los finos de formación se logran así estabilizar, previniendo la migración y subsecuentes taponamientos de las gargantas porales. Los FFA pueden ser usados en tratamientos de acidificación o en tratamientos no ácidos utilizando salmuera como fluido de transporte.

5.4.5 Agente Antisludging .

Es una clase especial de no-emulsionante. Los ácidos generalmente reaccionan con el crudo, en particular con los de

baja gravedad y alto contenido de asfáltenos, para formar sludge; las altas concentraciones del ácido agravan el problema.

Desafortunadamente, los tratamientos subsecuentes con solvente aromático no son eficientes, ya que el sludge es bastante estable. Junto con esto, el sludge es generalmente estabilizado por hierro, que por lo general está presente en abundancia en el ácido gastado parcial o totalmente. Ayudara mucho en la prevención o disminución del sludge un agente para el control del hierro (agente reductor) que pueda ser incluido en el sistema ácido con un surfactante adecuado.

La evaluación de la compatibilidad ácido/crudo debería indicar la necesidad de la inclusión de un antisludging y una manera de reducir apropiadamente la formación de sludge es utilizar un desplazamiento de crudo luego del tratamiento ácido. La concentración recomendada de agente es 0,1 al 1% .

5.4.6 Agente Espumante .

El uso de nitrógeno y de un agente espumante ayuda en la recuperación del ácido gastado en pozos gasíferos reduciendo la

densidad del fluido y la tensión superficial de los fluidos inyectados. El nitrógeno solo (300 – 1.500 pies cúbicos Standard (scf/bbl) de solución inyectada) pueden también mejorar el retorno del fluido y acelerar la vuelta a la producción.

Un ácido conteniendo un agente espumante en pequeñas concentraciones y nitrógeno continuamente mezclados se usa cotidianamente en la estimulación de pozos gasíferos. Ya que la espuma es una técnica de colocación del ácido, el ácido puede también espumarse para mejorar la ubicación.

Se cree que cuanto mayor la calidad de espuma (65 – 80%), mayor la colocación del tratamiento o la diversión del ácido. Sin embargo esta relación no es necesariamente cierta.

La calidad óptima de espuma es una función de la permeabilidad, porosidad y propiedades del fluido del reservorio. La concentración recomendada de un agente espumante es 0.3% - 0.8%.

5.4.7 Inhibidor De Incrustaciones De Sulfato De Calcio.

Se debe tener presente la posibilidad de incluir un inhibidor de incrustaciones de sulfato de calcio (CaSO_4) en las etapas de ácido o en el postflujo si se sabe que el pozo a ser tratado posee altas concentraciones de sulfato de calcio (> 1000 ppm) en el agua de formación, y es necesario evitar el contacto de esta agua con el HCl, ya que éste producirá cloruro de calcio en su reacción, y el calcio será tomado por el sulfato de calcio, el cual se precipitará.

Este tipo de inhibidor es típicamente un ácido fosfórico, EDTA tetrasódica, o un polímero poliacrilato, sin embargo el EDTA es el más recomendado, ya que es efectivo y tiene preferencia para reaccionar con el calcio antes que el sulfato y sus compuestos no se precipitarán.

Existen también algunos sistemas ácidos con propiedades especiales que permiten inhibir la formación de escalas. Debe

probarse la compatibilidad química de los inhibidores antes de ser usados.

La concentración recomendada para un inhibidor de CaSO_4 varía dependiendo del tipo y severidad de la potencial incrustación .

5.4.8 Reductor de Fricción .

La fricción en las cañerías puede incrementar la presión de inyección de un tratamiento ácido, disminuyendo así los caudales de inyección, lo que puede ser imprudente. Esto es especialmente cierto en líneas de inyección de pequeño diámetro, como el coiled tubing.

La presión de fricción representa un incremento de la energía de bombeo lo que resulta en un arrastre de fluido en las cañerías. Largas cadenas de polímeros (Ej.; poliacrilamida) usados como agentes gelificantes se usan para viscosificar el ácido especialmente en tratamientos de carbonatos.

Estos gelificantes también actúan como reductores de fricción cuando se usan en pequeñas concentraciones, pudiendo utilizarse en cualquier ácido. En efecto, los reductores de fricción "mojan" el movimiento del fluido en flujo turbulento, reduciendo así el arrastre por la fricción (y consiguientemente la presión de inyección) cercano al régimen de flujo laminar.

Los reductores de fricción deben usarse en tratamientos de pozos profundos y en los de altos caudales. Las compañías de servicio poseen curvas de presiones de fricción o tablas para el cálculo de excesos en la presión de inyección para diferentes fluidos, incluyendo solventes, salmueras y ciertas mezclas ácidas. La concentración recomendada para un reductor de fricción es 0,1 – 0,3%.

5.4.9 Agentes Desviadores De Acido.

Son aditivos cuyo objeto de aplicación es asegurar que el ácido se distribuya en toda el intervalo a ser tratado. Su uso se

describirá extensivamente cuando se discuta la colocación de los ácidos en la formación.

5.5. ESTIMULACION MATRICIAL EN CARBONATOS

Este tipo de estimulaciones, ya sea en formaciones calizas o en dolomitas, nos da la oportunidad no tan solo de remover el daño sino de mejorar la permeabilidad en la vecindad del pozo debido a la generación de canales por la disolución de material que genera el ácido. Acidificando la matriz, el área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande, por lo tanto la presión de fricción aumenta rápidamente a medida que el régimen de bombeo aumenta. Debido a que la acidificación de la matriz debe hacerse a bajos regímenes de bombeo, se limita generalmente a remover el daño superficial de la formación (trabajos de lavado).

Ensanchando los canales de flujo, los materiales causantes del daño pueden ser eliminados de la formación, tratándolos, tales como revoque de lodo e incrustaciones, debe tenerse cuidado de hacer el tratamiento a presiones inferiores que la de fractura, para evitar la misma más allá del área dañada.

La permeabilidad de la formación determinará cuán rápido se podrá inyectar el tratamiento en la formación. Como regla general, se requerirá una tasa de inyección mínima al final del tratamiento de 1/4 de barril por minuto. Si no se puede inyectar a esta tasa sin sobrepasar la presión de fractura, la permeabilidad es demasiado baja como para aplicar un tratamiento matricial con éxito, y posiblemente se requiera un fracturamiento.

La mineralogía es importante para poder responder a estas tres preguntas:

¿Qué volumen de formación se disolverá en ácido clorhídrico?

¿Qué volumen de formación se disolverá en ácido fluorhídrico?

¿Precipitarán productos de la reacción?

Para obtener una máxima penetración acidificando la matriz, el ácido debe poseer baja viscosidad y baja tensión superficial. Los ácidos

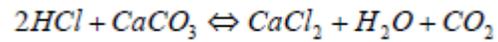
gelificados y emulsionados no deben ser usados, ya que su viscosidad y tensión interfacial aumentan considerablemente la presión de inyección.

La acidificación matricial en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencillo que una acidificación en formaciones areniscas, esto es debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en calizas como en dolomitas son solubles en el ácido gastado.

El primer paso en planificar un tratamiento ácido es seleccionar la correcta solución ácida de tratamiento. De los varios ácidos disponibles, sólo algunos pocos resultan económicamente efectivos en la estimulación de pozos petrolíferos, y para las formaciones de carbonatos los que pueden usarse son: Clorhídrico (ácido inorgánico), Acético y Fórmico (ácidos orgánicos).

5.5.1 Reacciones del HCl en Calizas

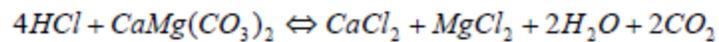
El ácido HCl reacciona con calizas de siguiente manera:



En otras palabras, el ácido HCl reacciona con calizas para formar cloruro de calcio (en solución), agua y dióxido de carbono (gas).

5.5.2 Reacción del ácido HCl con Dolomitas .

La ecuación aproximada de la reacción del HCl con dolomitas es la siguiente:



Esta ecuación es aproximada debido a que la relación de carbonato de calcio al carbonato de magnesio no es constante en las dolomitas.

5.5.3 Reacción del HCL con compuestos de Hierro

El ácido clorhídrico disolverá los óxidos de hierro presentes en la tubería del pozo, y los minerales que contengan hierro en la formación, tales como pirita, ankerita, clorita y siderita.

Los iones de hierro disueltos en el ácido serán férricos y ferrosos. Al gastarse el ácido, cuando el pH sube por encima de 2,2, el hierro III formará precipitados insolubles. Para evitar este efecto se necesita usar agentes estabilizadores de hierro, de los que ya se ha hablado anteriormente. El ácido clorhídrico no reacciona con el sulfato de calcio, ni con el de bario, pero sí con el de hierro.

5.5.4 Reacciones de Calizas utilizando ácidos orgánicos .

El Acético y el Fórmico son otros dos ácidos que llegan a utilizarse, solos o con el HCL. Son mucho más débiles que el HCL y por lo tanto reaccionarán más lentamente. Con la mayoría de los minerales en el pozo y por lo tanto permiten una penetración más profunda y mejores propiedades de grabado en algunas formaciones.

5.5.4.1 Ácido Acético.

Este ácido orgánico incoloro es soluble en agua en cualquier proporción y en la mayoría de los solventes orgánicos, generalmente se usa en tratamientos de pozos de temperaturas anormalmente altas, que harían poco efectivo el HCl. Aunque las mezclas de ácido acético con agua (tal como se usa en la estimulación de pozos) son consideradas corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la de los ácidos HCl y HF.

Por consiguiente el ácido acético es empleado donde las superficies de aluminio, magnesio o cromo deben ser protegidas. También se recomienda su uso cuando el ácido debe permanecer en contacto con el casing por muchas horas, como cuando se utiliza como fluido de desplazamiento en un trabajo de cementación.

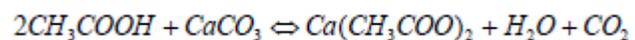
5.5.4.2 Ácido Fórmico.

Es el más simple de los ácidos orgánicos, el ácido fórmico es completamente miscible (capaz de ser mezclado) con agua. En solución forma un ácido más poderoso que el acético. En la estimulación de pozos petrolíferos es más frecuente utilizar en combinación con el ácido HCl como un ácido “retardador” para pozos con altas temperaturas, lo que permite mayor penetración en la formación. Una de las grandes desventajas de este ácido es su alto costo.

5.5.4.3 Reacciones Del Acido Acético y Fórmico En Calizas.

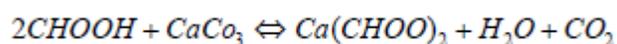
Los ácidos acético y fórmico reaccionan con calizas de la siguiente manera:

Acido Acético



En otras palabras, el ácido acético reacciona con la caliza para formar acetato de calcio, agua, dióxido de carbono.

Ácido Fórmico



En otras palabras, el ácido fórmico reacciona con la caliza para formar formato de calcio, agua y dióxido de carbono.

TABLA 3.1

REACCION DE 3 ÁCIDOS EN CALIZAS A DIFERENTES PORCENTAJES.

TIPO DE ACIDO	CONCENTRACION(%)	Lbs. de CaCO3 disueltas por galón de agua	Pies Cúbicos Estándar (SCF) de CO2 formado por galón	Lbs. de Cloruro de Ca formado por galón

Clorhídrico	15	1,84	6,99	2,04
Acético	15	1,08	4,09	1,71
Fórmico	15	1,42	5,38	1,84
Clorhídrico	20	2,50	9,47	2,75
Acético	20	1,43	5,41	2,25
Fórmico	20	1,90	7,20	2,47
Clorhídrico	25	3,22	12,20	3,57
Acético		1,80	6,82	2,84
	25			
Fórmico	25	2,40	9,09	3,12

5.6. ESTIMULACION MATRICIAL EN ARENISCAS .

Las calizas y dolomitas reaccionan a altas velocidades con el ácido HCl, y a moderadas velocidades con los ácidos fórmico y acético, pero las formaciones de areniscas poco o nada con estos tres ácidos.

Para formaciones de areniscas el tipo de ácido que puede usarse es ácido fluorhídrico (HF), mezclados con ácido clorhídrico (HCl) o con ácidos orgánicos para disolver minerales arcillosos, feldespatos y arenas, debido a que los minerales arcillosos y los feldespatos tienen mayor área de contacto, la mayoría del HF se gastará más rápido en estos materiales que en el cuarzo o en las arenas.

Las areniscas generalmente están compuestas de cuarzo o sílice (SiO₂), feldespato, caliza o dolomita, arcillas (caolinita, illita, montmorillonita), clorita, o mezclas, y otros minerales como pirita (sulfuro de hierro), siderita (carbonato de hierro), hematita o limonita (óxidos de hierro), mica, y otros menos comunes. El orden de reactividad con el HF es el siguiente:

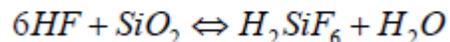
1. Calcita o caliza y dolomita, reacción instantánea
2. Arcillas
3. Feldespatos
4. Cuarzo o sílice, muy lenta .

La reacción del ácido fluorhídrico con calizas dará lugar a la precipitación de fluoruro de calcio insoluble que dañará la permeabilidad. No se debe usar nunca este ácido si se sospecha la presencia de carbonato de calcio. La práctica común es usar ácido clorhídrico en primer lugar, para disolverlos, seguido del fluorhídrico, en cualquiera de sus variantes, para reaccionar con minerales silíceos .

5.6.1. Reacciones del HF con las areniscas y sus diferentes compuestos.

5.6.1.1. Reacción del HF en Arenas Limpias .

Se presentan dos reacciones consecutivas en arenas limpias que son las siguientes:



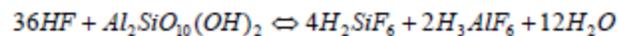
La primera reacción es muy rápida, agotando el HF disponible; luego se forma el ácido fluorosilícico en la

segunda, y éste comienza a reaccionar con los iones disponibles en la formación. En presencia de calcio, sodio o potasio, forma sales insolubles que precipitan.

Esta es la razón por lo que no se deben usar fluidos de estas sales cuando se va a acidificar con variantes de HF en un pozo, sino fluidos a base de cloruro de amonio como espaciadores, antes y después del ácido.

5.6.1.2 Reacción Del Acido Fluorhídrico Con Arcillas/Aluminosilicatos .

La reacción del HF y una arcilla como la bentonita viene dada por:



Las reacciones del ácido fluorhídrico con carbonatos pueden dar lugar a la precipitación de fluoruro de calcio

o magnesio que son insolubles. Debe usarse un lavado previo con ácido clorhídrico para disolver estos carbonatos y evitar los precipitados.

5.7 COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ACIDO

En las estimulaciones matriciales, especialmente en las areniscas existen tres etapas básicas de bombeo.

- Preflujo
- Tratamiento principal
- Sobre desplazamiento

5.7.1 Preflujo .

El preflujo siempre es el primer fluido a bombear el cual proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación. El objetivo de los preflujos en tratamientos ácidos es evitar el contacto de cualquier ácido con el petróleo de la formación .

5.7.2. Tratamiento Principal .

Consiste en mezclas de ácidos que contienen HF y aditivos para controlar sus funciones. Está diseñado para eliminar el daño que ha sido diagnosticado.

5.7.3 Sobre desplazamiento .

Tiene por objeto desplazar el ácido hasta el límite del área crítica alrededor del pozo, permitiéndole gastarse completamente, y alejando los precipitados secundarios de las reacciones. Los sobre desplazamientos pueden ser :

- Soluciones de cloruro de amonio con solvente mutuo y estabilizador de arcillas
- HCl débil
- Solvente mutuo con surfactantes
- Nitrógeno, para facilitar el retorno a producción

5.8. Bombeo de Acido .

La inyección de los diferentes tipos de ácidos que existen para tratamientos en los pozos, se la hace mediante bombeo ya sea con tubería flexible (bombeo con coiled tubing) o directamente en el cabezal del pozo (bombeo sin coiled tubing) ya sea con camión bomba o con bombas manuales las cuales son empleadas para bombeo de aditivos preventores de corrosión, parafinas y escala.

Una de las principales causas de falla de los tratamientos ácidos es el no haber cubierto toda la zona dañada con el tratamiento. Los fluidos bombeados a la formación toman el camino de menor resistencia, que generalmente es el intervalo menos dañado, o el que no está dañado en absoluto. Entonces el tratamiento no cumple con su objetivo.

Algunos factores que afectan la colocación y distribución de un tratamiento químico son: la permeabilidad y grosor de la formación, presión de yacimiento, zonas múltiples, profundidad por debajo de las perforaciones.

5.9. Bombeo Con Tubería Flexible.

La tubería flexible también es conocida como “coiled tubing” y es una especie de manguera reforzada que por su poco diámetro externo y flexibilidad puede ingresar por la tubería de producción y dirigirse hacia la zona donde se necesita hacer el tratamiento de acidificación, esto nos permite enfocar el tratamiento en el área de interés.



FIGURA 5.2: UNIDAD DE COILDED TUBING

Como generalmente se desconoce al estado de las tuberías, es importante, al diseñar un tratamiento ácido para un pozo, incluir una etapa de limpieza con circulación de la tubería de producción, aprovechando la presencia de la unidad de coiled tubing. Esta limpieza podría hacerse con ácido clorhídrico a baja concentración (5%), que contuviera un agente estabilizador de hierro.

La tubería flexible permite colocar fluido frente a las perforaciones cubriendo todo el intervalo, y permite un período de remojo y ablandamiento mientras se saca del pozo la tubería continua, ya que no se pueden aplicar muy altas presiones a través de la misma.

Debe tomarse en cuenta la gran ventaja de poder colocar el fluido frente al intervalo a ser tratado, sin necesidad de arrastrar todos los residuos que contiene la tubería de producción. Este es el mayor beneficio de la tubería flexible.

5.10. Bombeo Sin Tubería Flexible .

Existen dos problemas principales al momento de hacer un tratamiento sin tubería flexible. El primer problema que se presenta es la necesidad de limpiar las impurezas adheridas a la tubería dentro del pozo, el segundo problema que se afronta es la de buscar la manera de enfocar el tratamiento que hemos diseñado a la zona que necesita incrementar la productividad.



FIG 5.3 UNIDAD CAMION BOMBA

CAPITULO 6

6. EVALUACION DE LA ACIDIFICACION EN EL POZO

AXY 1

6.1 Características Generales del Pozo Seleccionado

La selección de candidatos para una acidificación obedece a un minucioso análisis, que va desde las razones por las cuales se cree necesario el tratamiento, hasta las justificaciones económicas, pasando por el tipo de estimulación que sería más beneficioso para el pozo.

A continuación tenemos la información del pozo AXY 1 del Campo AXY, el cual fue seleccionado para una estimulación matricial acida.

TABLA 6.1

CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL POZO AXY 1

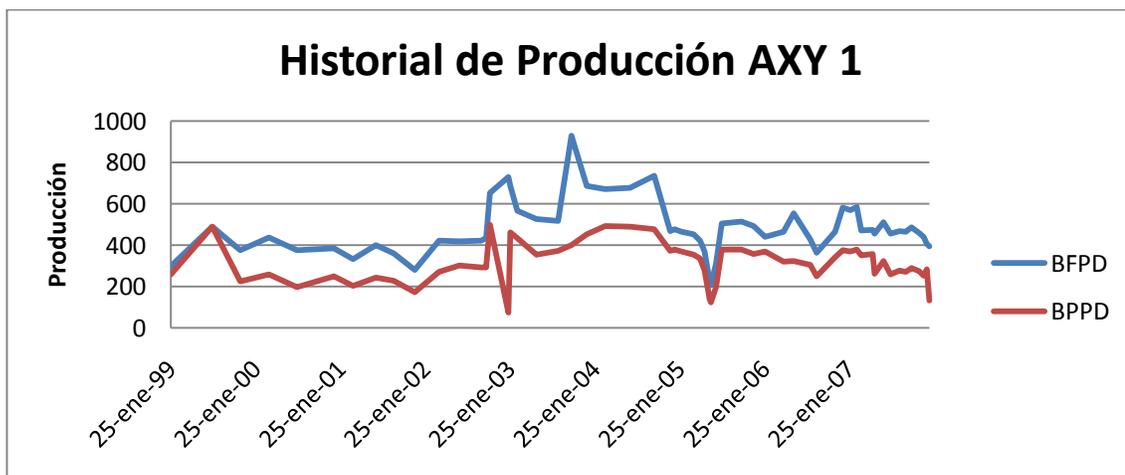
Pozo	°API promedio	Salinidad	BSW	Arena
AXY 1	27	3750	66	T

Fuente: Archivo Técnico DNH

Un análisis detallado de los historiales de presión y de reacondicionamiento, de las características propias del pozo, y de la pruebas de presión, dará una idea de cuan exitosa puede llegar a ser la estimulación.

6.1.1 Comportamiento de la Producción

A continuación se muestra el gráfico del comportamiento de la producción del pozo candidato.



**Figura 6.1 Curva del Comportamiento Historial de Producción del Pozo
AXY 1**

TABLA 6.2

HISTORIAL DEPRODUCCIÓN DEL POZO AXY 1

FECHA	BFPD	BPPD	BSW
25-ene-99	300	258	14,00
22-jul-99	490	488	0,41
19-nov-99	374	226	39,57
22-mar-00	438	258	41,10
20-jul-00	375	197	47,47
26-dic-00	385	251	34,81

18-mar-01	333	203	39,04
26-jun-01	400	243	39,25
10-sep-01	359	229	36,21
09-dic-01	281	173	38,43
24-mar-02	423	272	35,70
20-jun-02	419	301	28,16
20-sep-02	421	292	30,64
13-oct-02	433	294	32,10
30-oct-02	651	500	23,20
17-ene-03	728	73	89,97
25-ene-03	687	462	32,75
24-feb-03	566	433	23,50
19-may-03	526	353	32,89
20-ago-03	518	372	28,19
15-oct-03	930	399	57,10
21-dic-03	685	453	33,87
09-mar-04	670	492	26,57
23-jun-04	677	489	27,77

06-oct-04	734	476	35,15
13-dic-04	469	371	20,90
01-ene-05	478	379	20,71
02-feb-05	464	368	20,69
26-mar-05	451	355	21,29
22-abr-05	423	335	20,80
10-may-05	370	278	24,86
02-jun-05	224	139	37,95
08-jun-05	205	122	40,49
29-jun-05	312	196	37,18
25-jul-05	505	379	24,95
18-oct-05	513	378	26,32
09-dic-05	491	358	27,09
25-ene-06	441	368	16,55
17-abr-06	465	321	30,97
30-may-06	553	322	41,77
08-ago-06	427	306	28,34
05-sep-06	362	250	30,94

24-nov-06	466	342	26,61
27-dic-06	582	375	35,57
29-ene-07	568	369	35,04
25-feb-07	586	379	35,32
16-mar-07	471	352	25,27
06-may-07	475	357	24,84
14-may-07	454	262	42,29
21-jun-07	512	324	36,72
21-jul-07	454	260	42,73
29-ago-07	469	276	41,15
23-sep-07	466	271	41,85
18-oct-07	485	290	40,21
20-nov-07	460	275	40,22
10-dic-07	439	252	42,60
23-dic-07	405	283	58,90
04-ene-08	394	134	66,10

Fuente: Archivo Técnico PPE

A través de su vida productiva, el pozo AXY 1 presenta un comportamiento bastante estable, con una producción promedia máxima de 700 BFPD durante el periodo comprendido entre el año 2003 y mediados del 2004, hasta que se estabilizó por los 450 BFPD con una tendencia a la baja durante el último año. Teniendo en cuenta este historial, el departamento de yacimientos lo propuso para el tratamiento ácido con el objetivo de lograr tener una producción similar a la del periodo 2003 – 2004.

6.1.2 Tendencias de problemas del pozo seleccionado

Los pozos tienden a presentar problemas similares durante todo su periodo de vida productiva. Esta tendencia es una pauta muy importante al momento de realizar la formulación correspondiente al diseño de estimulación para el pozo, tomando en cuenta los parámetros correspondientes involucrados y por supuesto en las pruebas de compatibilidad.

TABLA 6.3**TENDENCIAS DE PROBLEMAS**

Pozo	Arena	Tendencia	Observaciones
AXY 1	T	Incrustante	Problemas de parafina

Fuente: Archivo Técnico PPE

La tendencia incrustante del pozo obedece a la gran cantidad de agua que se produce junto con el crudo, esto hace necesario poner bastante énfasis en la limpieza previa al tratamiento, tanto de las tuberías como de los punzados. Igual con los depósitos de parafina, que también fueron observados en este pozo.

6.2 Consideraciones del Diseño del Tratamiento.

6.2.1 Presión de Inyección.

La permeabilidad de la formación determina la tasa de inyección en la misma. Para lograr inyectar a presiones por debajo de la presión de fracturamiento, hay que determinar cuál es el gradiente de presión de fractura de la formación. El gradiente de fractura puede hallarse de una prueba de inyektividad a tasas crecientes (step rate test), en el cual la presión aumentará linealmente con la tasa hasta el punto de fractura. Este tipo de

prueba se puede hacer con el preflujo de solventes antes del tratamiento.

La presión que se desea determinar es la máxima permisible en superficie. Debe tomarse en cuenta, así mismo, que para las tasas de inyección utilizadas en este tipo de tratamiento, las pérdidas por fricción en la tubería son muy bajas.

Una vez determinada la presión de fractura, durante el tratamiento se deberá mantener la presión de inyección entre 300 y 500 psi por debajo de este valor, como medida de seguridad.

Como regla general, se requiere que al final del tratamiento, la tasa de inyección sea de 0,25 BPM como mínimo. Si la permeabilidad no permite esta tasa sin llegar a la presión de fractura, entonces el pozo es candidato para fracturamiento y no se puede asegurar un buen resultado por acidificación matricial.

Teóricamente la presión de inyección puede obtenerse de la siguiente expresión:

$$P_i = \frac{142.1q\beta_o\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}{kh} + P_e$$

Donde P_i es la presión de inyección a condiciones de fondo, P_e es la presión del yacimiento y q es la tasa de inyección.

La presión de formación es un factor que hay que tomar muy en cuenta al momento del diseño. Una presión anormalmente alta limitará la presión de inyección. Una presión anormalmente baja obligará a seleccionar fluidos espumados para reducir la columna hidrostática.

6.2.2 Tasas de Inyección

A partir de la misma prueba de inyectividad se puede determinar la máxima tasa de inyección sin fracturar. Sin embargo, cuando el ácido llega a la formación se observa un descenso de la presión de inyección por efecto de la eliminación del daño. En este caso, es conveniente aumentar la tasa de inyección para mantener la presión constante, y obligar al ácido a abrirse caminos nuevos; si no se hace esto, el ácido entrará por la vía de menor resistencia, y no actuará sobre todo el intervalo dañado.

Se realizó la prueba de admisión para el pozo AXY1 antes del tratamiento, obteniendo los siguientes datos:

TABLA 6.4

DATOS DE ADMISION DEL POZO AXY 1

Presión de Inyección (Pi)	3750 psi
Tasa de Inyección (qi)	0.5 BPM

Fuente: BJ Services

6.2.3 Volúmenes requeridos

En la figura 8.2 puede verse un cálculo del volumen por pie de espesor que se necesita para llenar en forma radial el volumen poroso, dependiendo de la penetración deseada.

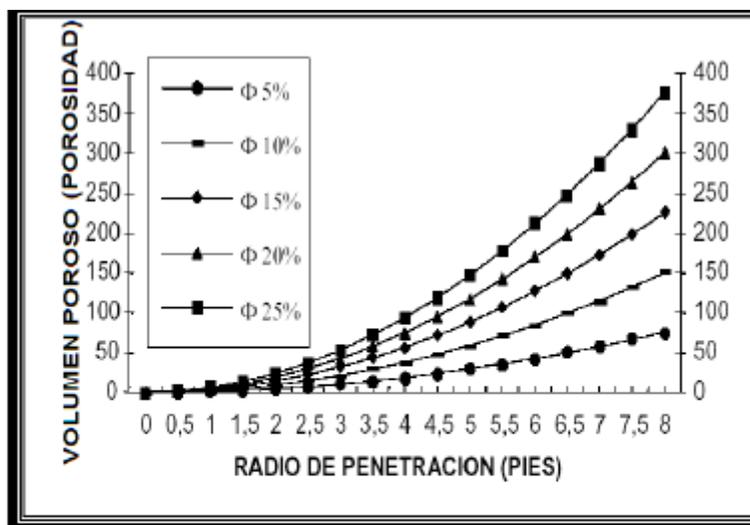


Figura 6.2 Cálculo del volumen requerido para un tratamiento ácido

La figura 6.2 es una representación gráfica de la expresión $V = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \phi$, para $h = 1$, expresión que nos permite el cálculo del volumen requerido para el tratamiento.

Es oportuno evaluar cuidadosamente la conveniencia de eliminar daño hasta muy lejos del pozo, analizando el costo del tratamiento necesario para ello, teniendo en cuenta que este volumen es función del cuadrado del radio. En la mayoría de pozos en los que se ha usado este tratamiento (y el tratamiento ha sido exitoso), se ha visto que eliminando el daño a corta distancia del pozo, se recupera más del 90% de la permeabilidad original de la formación.

En la práctica se calculan las etapas del tratamiento de igual volumen, tomando el volumen poroso a tres o cuatro pies de penetración, así se obtiene que, el único valor necesario para calcular el volumen de tratamiento es la porosidad actual de la arena a ser tratada.

TABLA 6.5

OTRAS CARACTERISTICAS

Pozo	Arena	Radio pozo	Espesor	Porosidad
AXY 1	T	0.3 ft	20 ft	15%

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot h \cdot \varphi$$

$$V = 7.4805\pi x 2[(3.29)^2 - (0.29)^2](20)(0.15)$$

$$V = 1515 \text{ Gal}$$

Este volúmen es el mínimo que debe ser inyectado directamente a la arena. Es recomendable inyectar una cantidad mayor debido a los múltiples problemas que suelen ocurrir durante el proceso. Por ejemplo, en los tratamientos con bomba, el fluido inyectado debe recorrer un buen tramo de tubería antes de llegar a la cara de la arena, de este modo mientras el tratamiento es bombeado y avanza en la tubería, los fluidos del pozo y las incrustaciones en la tubería hacen que la concentración del tratamiento disminuya, para contrarrestar esto se debe inyectar volúmenes mayores de los que se preveía actuaran en la arena que va a ser sometida al tratamiento.

En el caso del pozo AXY 1, se tomó un factor de seguridad para evitar esta disminución de concentración, y que el tratamiento que llegue finalmente a la arena, limpie y actúe como se espera, de este modo se avanzará prácticamente 4ft dentro de la arena, pero realmente en los primeros 3ft será donde actúe el tratamiento con toda su concentración.

6.2.4 Concentraciones requeridas

En la acidificación de carbonatos se usan los fluidos que se muestran en la tabla siguiente, en orden de preferencia.

TABLA 6.6
CONCENTRACIONES REQUERIDAS PARA LA ACIDIFICACION DE
CARBONATOS

Concentraciones Requeridas	
Para punzonados tapados	1. Fórmico al 9%
	2. Acético al 10%
	3. Clorhídrico al 15%
	4. Clorhídrico al 28%
	5. Clorhídrico emulsificado

En la acidificación de areniscas, se siguen el proceso siguiente:

- a) Si la solubilidad en HCl es mayor del 15%, usar sólo HCl y preflujo de HCl al 15%.
- b) Si la permeabilidad es mayor de 100 md, preflujo con HCl al 15%.
- c) Si la permeabilidad es menor de 10 md, preflujo con HCl al 5% y estabilizador de hierro.
- d) Menos del 5% de arcilla, utilizar 9% HCl – 1.5% HF y preflujo con HCl al 7.5% o acético al 10%.
- e) Alto contenido de clorita, usar 3% HCl – 0.5% HF y preflujo con ácido acético al 5%.

TABLA 6.7
CONCENTRACIONES REQUERIDAS PARA LA ACIDIFICACION DE
ARENISCAS

Concentraciones Requeridas	
Menos del 5% de arcillas y más del 80% de cuarzo	18% HCl – 3% HCl
Más del 20% de feldespato	13.5 HCl – 1.5%HF
Más de 10% de arcilla	9% HCl – 1.5% HF
Alto contenido de clorita	3% HCl – 0.5% HF

6.2.5 Compatibilidad de Fluidos

Es importante considerar que los fluidos que se van a inyectar al pozo debido al tratamiento no deben provocar ningún tipo de reacción con los fluidos de yacimiento (agua, gas y petróleo). Para evitar cualquier situación adversa se toma una muestra de petróleo del pozo que se va a someter a tratamiento y se realizan pruebas de emulsificación, de esta manera se evita que los componentes que se van a inyectar en el tratamiento produzcan reacciones indeseables con los fluidos del pozo. En el laboratorio se prueban distintas concentraciones de reactivos hasta encontrar la dosificación más adecuada para el pozo a tratarse.

6.2.6 Tiempo de Acción de los Componentes del Tratamiento

Los fluidos del tratamiento tienden a perder efectividad con el tiempo, por ello los tratamientos deben ser bien planificados. En algunas ocasiones, al estar mucho tiempo en contacto con la formación, estos fluidos pueden causar una daño aun mayor que el que se tenía originalmente.

TABLA 6.8
TIEMPO ACCIÓN DEL LOS COMPONENTES DEL TRATAMIENTO EN LA
SEPARACIÓN DE LA INTERFASE AGUA-PETROLEO

Tratamiento	Concentración (%)	Separación (Tiempo en minutos)						Agua	Interface
		5	10	15	20	25	30		
ENVIROSOL	50/50	30	60	90	98	98	98	AC	BI
ACIDO ACETICO	50/50	20	90	100	100	100	100	AC	BI
4.5% BJ SANDSTONE ACID	50/50	50	85	100	100	100	100	AC	BI
SOLUCION NH4CL	50/50	40	70	80	90	100	100	AC	BI

Fuente: BJ Services

INTERFACE	AGUA - FASE
B = BUENO	AC = Agua clara
R = Regular	AT = Agua Turbia
TB = Tipo Bolsa	
BI = Buena Interface	

6.2.7 Formulaciones:

Envirosol: Agua 838 gpt + 2 gpt Clay Master 5C + 100 gpt
 US-40 + 10 gpt + NE-940 + 50 gpt Paravan-25

Acido Acético:	Agua 812 gpt + 3 gpt CI-11 + 15 gpt Fe-300L + 2 gpt Clay Master 5C + 50 gpt US-40 + 8 gpt NE-940 + 110 gpt Acido Acético.
4.5% SST Acid:	Agua 870 gpt + 6 gpt CI-11 + 10 gpt Fe-300L + 10 gpt Ne-940 + 45 gpt HV-Acid + 555 gpt ABF + 48 gpt Acido Acético.
Solución NH₄CL:	Agua 870 gpt + 250 pptg NH ₄ CL + 4gpt NE-940 + 7gpt FSA-a +110gpt US-40.

(*) gpt: galones por mil (galones)

(*) pptg: libras por mil galones

6.3 Ejecución y evaluación de una estimulación ácida

El éxito de un tratamiento químico es la supervisión efectiva en todo el proceso. Desde el momento en que el pozo es preparado y entregado a la compañía de servicio que ejecutará el tratamiento, y durante todas sus etapas, hasta la evaluación de sus resultados.

Las operaciones pueden clasificarse así:

- Acondicionamiento
- Aplicación del tratamiento

- Control de calidad
- Análisis de resultados

6.3.1 Acondicionamiento

La locación del pozo y sus accesos deben estar en buen estado, de modo que permitan la entrada, colocación y salida de los equipos de bombeo en forma segura.

Los fluidos de inyección deben pasar por tanques en la superficie, líneas de bombeo, tubería del pozo, y punzonados, antes de entrar a la formación y reaccionar con el daño presente. Cada uno de estos componentes debe haberse previamente limpiado, antes de bombear ácido a la formación.

Siempre que sea posible, debe circularse la tubería del pozo con solventes seguidos de ácido, por medio de coiled tubing, para eliminar petróleo, incrustaciones orgánicas e inorgánicas, así como óxido de hierro. Se aprovechará para detectar filtraciones en el equipo de fondo.

Por último, debe probarse el cabezal del pozo, y corregir cualquier filtración.

6.3.2. Aplicación del Tratamiento

Luego de acondicionar el pozo, y que la empresa de servicio se sitúe en la locación, se realizaron las siguientes actividades (previamente analizadas en la planeación del trabajo):

- 1.- Armar equipos de bombeo, unidad de coiled tubing y líneas a cabezal, probar con 4000 psi.
- 2.- Bajar Coiled Tubing en la punta del CTU a una velocidad máxima de 10 ft/min hasta pasar accesorios del cabezal los primeros 200ft. Continuar bajando CT a una velocidad de 80ft/min.
- 3.- Con válvula wing abierta, Bombear agua fresca hacia la punta del Coiled Tubing (capacidad de CT=23.9 bls) bajar CT +/- a 9280'. Cerrar válvula wing. Probar espacios anulares: casing-tubing y tubing-ctu. Continuar bajando CT a una velocidad máxima de 30ft/min y posicionarse a +/- 9280' frente a los

punzados

- 4.- Cerrar válvulas de casing. Llenar espacios anulares con sistema power oil +/- 300 bls.
- 5.- Realizar prueba de inyectividad con 10 bls de agua tratada. Si prueba es satisfactoria.
- 6.- Bombear las siguientes mezclas y desplazar con agua fresca a una P. max = 3750 psi @ 0.5 BPM.

TABLA 6.9
FORMULACION APLICADA AL POZO AX Y 1

Cantidad	Unidad	Material
SOLVENTE (1000 GLS)		
165	GLS	Xileno
642	GLS	JP-1
16	GLS	Demulsificante Aniónico
12	GLS	Surfactante no iónico
165	GLS	Solvente Mutual
PREFLUJO: HCl 7,5% (1000 GLS)		
275	GLS	HCl @ 34%
694	GLS	Agua fresca
7	GLS	Inhibidor de Corrosión
7	GLS	Estabilizador de Arcillas
90	LBS	Secuestrante de Hierro
7	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante no Iónico
TRATAMIENTO: HCl 9% - 1,5% HF (1000 GLS)		
330	GLS	HCl @ 34%
646	GLS	Agua Fresca Filtrada
6	GLS	Inhibidor de Corrosión
390	LBS	Bifloruro de Amonio
8	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante No Iónico
120	LBS	Secuestrante de Hierro
POSTFLUJO: HCl 5% (1000 GLS)		
165	GLS	HCl @ 34%
801	GLS	Agua Filtrada
8	GLS	Inhibidor de Corrosión
8	GLS	Estabilizador de Arcillas
90	LBS	Secuestrante de Hierro
8	GLS	Agente Anti Sludge
10	GLS	Surfactante no Iónico
POST FLUJO: NH4Cl (500 GLS)		
380	GLS	Agua Filtrada
120	LBS	Cloruro de Amonio
6	GLS	Surfactante no Iónico
4	GLS	Estabilizador de Arcillas
110	GLS	Solvente Mutual

Fuente: BJ Services

- 7.- Abrir valvula wing, desfogar presiones sacar CTU hasta superficie. Desarmar equipo.
- 8.- Asentar std. valve de 2 7/8" a +/- 9635' (Cavidad PL-I). Desplazar Jet con el sistema power oil. Desalojar ácido y probar pozo.
- 9.- Finalizar operaciones

6.3.3 Control de Calidad

Existen distintas maneras para realizar el control de calidad de una acidificación, estas dependen de las políticas y el manual de operaciones de la compañía operadora.

Este estudio, se centra en el proceso más común, el análisis de las pruebas de Build up. Como se anotó en capítulos anteriores, la comparación de pruebas de build up antes y después del tratamiento, permite la visión más profunda de la eficacia del este.

6.3.3.1 Prueba de restauración de presión previa al tratamiento

El Build up previo al tratamiento se hace con el fin de conocer las condiciones iniciales del pozo, de esta manera se cuantifica el alcance de la estimulación. A continuación se muestra el informe de la prueba.

REPORTE DE RESTAURACIÓN DE PRESION

El presente *Análisis de Restauración de Presión* corresponde a la arena T del pozo **AXY 1** en el intervalo: **9273' - 9293' (20')** disparados 4DPP .

El pozo produjo un **Qt = 394.436 BFPD**, con un **BSW de 66 %** de un crudo de **27°API**. A continuación se presentan los diferentes eventos que se desarrollaron durante la prueba de producción y luego la restauración:

TIEMPO DE PRODUCCION = 31.76 HRS

TIEMPO DE CIERRE = 16.24 HRS

En el registro de presión se utilizaron los sensores **Zi-Probes # W9525 y W9528** y que fueron asentados en **NO-GO a 8901 pies**.

Para el proceso de cálculo se han utilizado los parámetros básicos del yacimiento y se han determinado los datos de análisis **PVT: Pb, Rs, Bo** a partir de la correlación de **Standing** y μ_o a partir de la **correlación de Beggs y μ_g** con las correlaciones de **Lee et al**, aplicando el software de Interpretación de Presiones **Pansystem** de **EPS**.

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN

Prueba de producción

Qo	134	BPPD
Qw	260	BAPD
Qt	394	BFPD
BSW	69	%
API	27	

Parámetros del estrato

Ht	20	Ft
Φ	15	%
rw	0.30	Ft
Ty	226	° F
Sw	80	%
So	20	%

Parámetros del fluido

Bo	1.1437	By/Bn
Bw	1.575	By/Bn
Bg	0.00423	By/Bn
Uo	1.575	Cps
Ug	0.00423	Cps
Uw	0.2340	Cps
Ct	1.1638e-05	
GOR	250	Scf/Bbl
γgas	1.25	

Presiones

Pwf @ Sensor (8901')	331.34	Psi
P Burbuja (suministrado)	905	Psi
P Burbuja (calculada)	1054	Psi

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

METODO DE HORNER

K h (h=20')	5522	Md pie
K	276	Md
S	5.6	
P*	3424	Psi
P @ (lh)	3375	Psi
Delta P Skin	1313	Psi
Rad.invest	1285	Pies

METODO DE LA DERIVADA

Kh (h= 20')	5668.7	Md pie
K	275	Md
S	5.6	
Pi@sensor (8901)	3423	Psi

MODELOS

MODELO DE ALMACENAJE	CLASSIC WELLBORE STORAGE
FLUJO EN EL RESERVORIO	RADIAL HOMOGENEO
MODELO DEL LIMITE	INFINITELY ACTING

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD

INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual	0.14	BBI/dia/Psi
EF	0.53	
Qmax	394	BBI/dia

Figura 6.3 Data pozo AXY

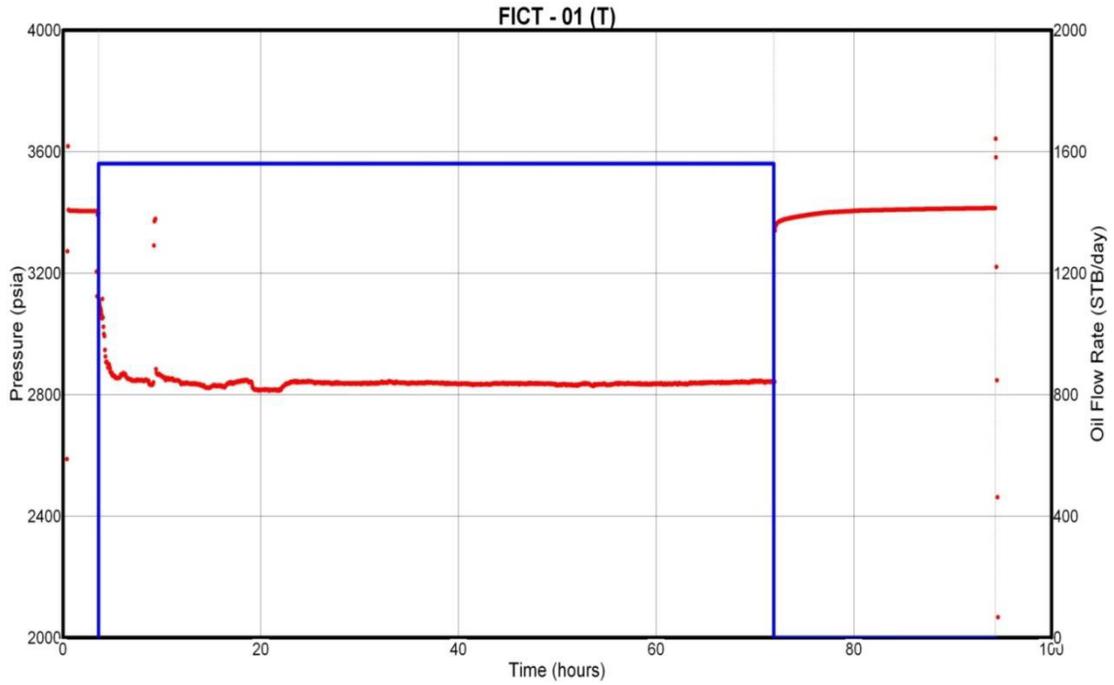


Figura 6.4 Gráfico de la Derivada (Log-Log)

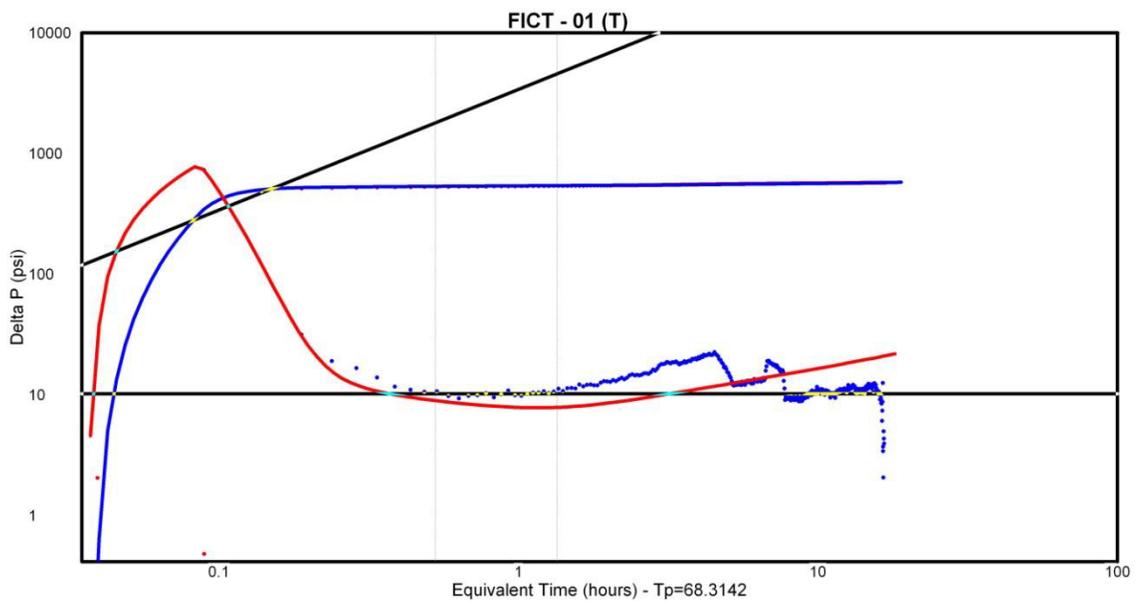
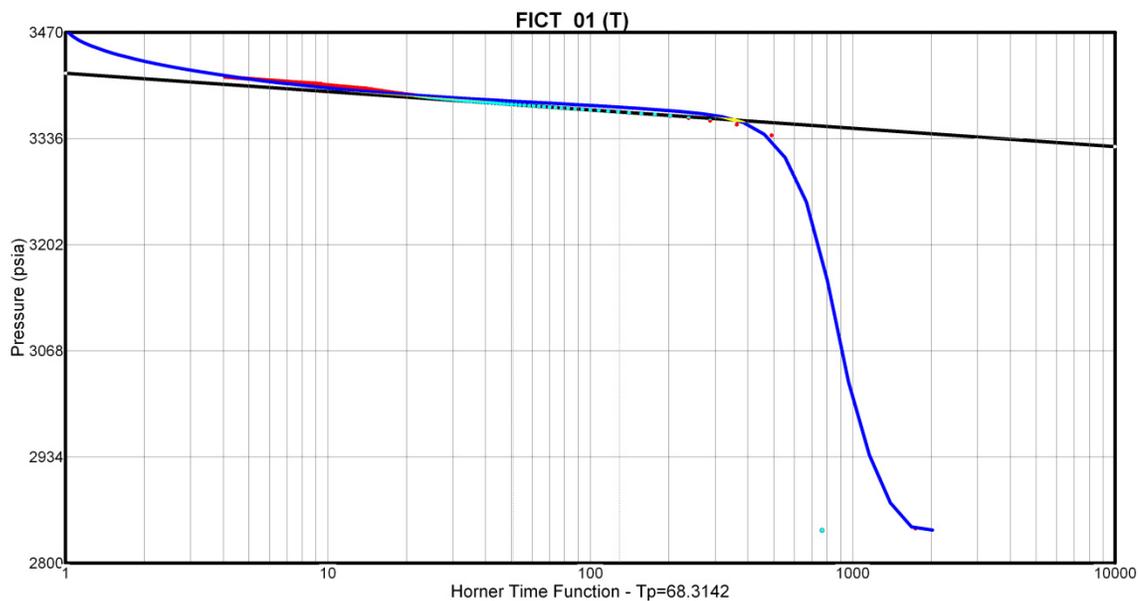


Figura 6.5 Grafico de Horner (Semilog)

6.3.3.2 Prueba de restauración de presión posterior al tratamiento.

Esta prueba no requiere de un análisis tan profundo como el previo al tratamiento, ya que solo se necesita de valores que puedan determinar el éxito de la estimulación. A continuación se muestra los resultados de esta prueba.

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN

Prueba de producción

Qo	520	BPPD
Qw	108	BAPD
Qt	629	BFPD
BSW	17.3	%
API	27	

Parámetros del estrato

Ht	20	Ft
Φ	15	%
rw	0.30	Ft
Ty	226	° F
Sw	80	%
So	20	%

Parámetros del fluido

Bo	1.1437	By/Bn
Bw	1.575	By/Bn
Bg	0.00423	By/Bn
Uo	1.57	Cps
Ug	0.00423	Cps
Uw	0.2340	Cps
Ct	1.1638e-05	
GOR	250	Scf/Bbl
γgas	1.25	

Presiones

Pwf @ Sensor (8901')	894	Psi
P Burbuja (suministrado)	905	Psi
P Burbuja (calculada)	1054	Psi

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN

METODO DE HORNER

K h (h=20')	5522.036	Md pie
K	276	Md
S	0.04	
P*	3667	Psi
P @ (lh)	3716	Psi
Delta P Skin	19.26	Psi
Rad.invest	1285	Pies

METODO DE LA DERIVADA

Kh (h= 20')	5590.7	Md
K	275	Md
S	0.04	
Pi@sensor (8901)	3664	Psi

MODELOS

MODELO DE ALMACENAJE	CLASSIC WELLBORE STORAGE
FLUJO EN EL RESERVORIO	RADIAL HOMOGENEO
MODELO DEL LIMITE	INFINITELY ACTING

RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD

INDICE DE PRODUCTIVIDAD	VALOR	
J actual	0.27	BBI/dia/Psi
EF	0.99	
Qmax	629	BBI/dia

6.3.4 Análisis de resultados

A continuación se muestra la tabla de resultados, en un cuadro comparativo con los datos iniciales, esquema que permite simplificar el proceso de análisis.

TABLA 6.10
CUADRO COMPARATIVO ENTRE LAS PRUEBAS DE BUILD UP ANTES Y
DESPUES DEL TRATAMIENTO

Parámetros	Antes	Después
Producción	394 BFPD	629 BFPD
Daño (Skin)	5.67	0.04
Eficiencia de Flujo (EF)	0.53	0.99
Porosidad Total	15%	15%
Saturación de agua (S_w)	20%	20%
Saturación de petróleo (S_o)	80%	80%
Presión inicial (P_i)	3423 psi	3664 psi
Presión de fondo fluyente final (P_{wfo})	331 psi	894 psi

CAPÍTULO 7

7. Análisis técnico económico

Una parte crucial del tratamiento es el análisis técnico económico, ya que es preciso determinar su rentabilidad. Debido a los altos costos que se manejan en la industria petrolera, debe realizarse un análisis minucioso de los distintos factores que intervienen en el éxito o fracaso del tratamiento. En el presente capítulo se enumera y cuantifica ingresos y egresos para determinar la rentabilidad a partir de un análisis de costo- beneficios.

Los datos más importantes para realizar el análisis del tratamiento químico aplicado a un pozo candidato, además de las pruebas de producción, son los resultados de pruebas de restauración de presión tomadas antes y después del tratamiento, comprobando así el incremento de presión, la remoción del daño de formación.

También se debe calcular el tiempo de recobro de la inversión y otros parámetros económicos del proyecto. Realizando una proyección de producción, considerando el potencial de los pozos sin daño de formación. Junto con un análisis de costos del tratamiento químico de los pozos incluidos los químicos y el servicio, y considerado los días en los que no hubo producción debido al cierre del pozo por el tratamiento.

7.1 Inversión del Tratamiento

Un tratamiento de estimulación es una inversión a corto plazo, debido a que se busca incrementar de manera inmediata la producción de un pozo. El valor de la inversión incluye los costos de los químicos, el costo de los servicios y el costo de las pruebas de restauración de presión.

7.1.1 Costos del Tratamiento

En esta sección se presenta los costos que incurrirá la operadora durante el tratamiento.

7.1.1.1 Costos de los químicos.

A continuación se muestran los costos de los químicos usado en el pozo AXY 1, donde consta el químico con su nombre genérico, la cantidad, costo unitario y total.

TABLA 7.1

COSTOS DE LOS QUÍMICOS USADOS EN EL POZO AXY 1

Cantidad	Unidad	Descripción del Material	Costo Unitario	Costo Final
16	GLS	Demulsificante Aniónico	45,74	731,84
50	GLS	Demulsificante no lónico	30,14	1.507,00
275	GLS	Solvente Mutual	15,50	4.262,50
23	GLS	Inhibidor de Corrosión	58,77	1.351,71
19	GLS	Estabilizador de Arcillas	27,76	527,44
355	LBS	Controlador de Hierro	2,79	990,45
23	GLS	Agente Antibarro Aniónico	28,65	658,95
390	LBS	Bifloruro de Amonio	4,42	1.723,80
120	LBS	Cloruro de Amonio	0,95	114,00
			Total USD	11.867,69

Fuente: BJ Service

7.1.1.2 Costos del servicio.

TABLA 7.2

COSTOS DE LOS SERVICIOS PARA EL TRATAMIENTO EN EL POZO AXY 1

Cant.	Unid.	Descripción Del Servicio	Costo Unit.	Costo Total
65,57	Km	Viaje de ida por unidad de tubería continua	2,811	184,31
1	Und	Primeras 8 horas o fracción	2.118,008	2.118,01
6,	Hrs	Cada hora adicional o fracción	98,512	591,07
8.509	Pies	Profundidad por pie	0,150	1.276,35
1	Und	Stripper Rubber	73,884	73,88
1	Und	Conector unión rápida	98,512	98,51
1	Und	Cabeza control de flujo	123,610	123,61
1	Und	Rotowash tool	566,444	566,44
1	Und	Tubing disconnect por corrida	197,024	197,02
65,57	Km	Vehículo de soporte (Winche)	2,002	131,27
3.272	GLS	Bombeo fluido corrosivo inyectado por galón	0,498	1.629,46
1.858	GLS	Bombeo sol. aromático con o sin empacadura inflable	0,498	925,28
65,57	Km	Viaje ida por unidad de bombeo	2,811	184,31
1	Und	En operación cargo básico primeras 4 horas o fracción	1.030,108	1.030,11
8	Hrs	Hora adicional o fracción	80,793	646,34
662	GLS	Materiales no suministrados por la contratista	0,122	80,76
4.468	GLS	Materiales suministrados por la contratista	0,329	1.469,97
3.272	GLS	Bombeo ácido de 2001 a 4000 galones	0,498	1.629,46
1.858	GLS	Bombeo de fluido no corrosivo	0,498	925,28
3	UND	Tanques para ácido de 1000 a 2000 galones	454,631	1.363,89
1	Und	Swage por trabajo	53,486	53,49
1	Und	Medidor de flujo	160,458	160,46
1	Und	Unidad COMPU-VANN o equivalente	1.068,420	1.068,42
196,70	Km	Kilometraje numero de tanques; solo ida	2,002	393,80
		TOTAL USD:		16.921,52

Fuente: BJ Services

Para la realización de este diseño de estimulación se toma en cuenta los siguientes rubros: Costos del trabajo de diseño por parte de las compañías seleccionadas y el costo de la inyección y supervisión de la bomba.

TABLA 7.3
COSTO TOTAL DEL TRATAMIENTO

Servicio	Material	Costo
Unidad de Bombeo		9008
Unidad de Coiled Tubing		7915
	Químicos	11867,69
Inyección de Acido y Supervisión de Bomba Jet		1609,00
	TOTAL USD	30399,69

7.1.2 Costos de Pruebas de Build up

Las pruebas de restauración de presión (build up) tanto antes como después del tratamiento, son muy importantes para la evaluación, midiendo el grado de daño, el tipo de flujo, la presión

promedio del yacimiento, la presión de fondo fluyente, entre otros parámetros.

A continuación se muestran los costos correspondientes a la toma de estas pruebas:

TABLA 7.4
COSTO DE LAS PRUEBAS DE BUILD UP

Cant.	Und	Descripcion	Costo Unit.	Costo Total
2	Und	Prueba de restauración de presión	500	1000
96	Hrs	Unidad de Wireline	120	11520
			Total USD:	12520

Fuente: Dygoil S.A.

7.2 Análisis Costo-Beneficio

7.2.1 Costos

Para llevar a cabo el tratamiento la operadora asume los costos mencionados en el punto 7.1; adicional a esto se ve obligada a cerrar el pozo durante cinco días (tiempo que dura el tratamiento), el cual detallamos a continuación:

TABLA 7.5

DESCRIPCION DEL TIEMPO DE CIERRE DEL POZO

DIA	DETALLE
1	Prueba Build up - previa
2	Prueba Build up previa
3	Inicio de tratamiento
4	Análisis de resultado / Prueba Build up - posterior
5	Prueba Build up - posterior

Fuente: Archivo Técnico PPR

Para la operadora los días que el pozo deja de producir representan ingresos no percibidos.

TABLA 7.6

INGRESOS NO PERCIBIDOS

BPPD	134
Dias de cierre	5
Barriles no producidos	670
Precio del barril (05/01/2008)	\$ 99,96
Ingresos no percibidos	\$ 66.973,20

El total de costos es:

TABLA 7.7

TOTAL COSTOS DEL TRATAMIENTO

Detalle	US\$
Costos del tratamiento	30399,69
Costos de prueba	12520
Ingresos no percibidos	66.973,20
Total Costos	109.892,89

7.2.2 Beneficios

Si un tratamiento de estimulación genera un incremento significativo de la producción de un pozo, se puede decir que esta fue exitosa, y al valor que se obtiene de este incremento se le denomina beneficio. El pozo AXY 1 entro en tratamiento con 394 BFPD, de los cuales 134 eran petróleo, para tener una producción de 629.410 BFPD, de los cuales 521 eran petróleo, luego del tratamiento. Este incremento muestra la eficiencia del tratamiento.

7.2.3 Análisis de Rentabilidad

Para medir la rentabilidad del proyecto se tomó como base a los cálculos realizados en el punto 7.1, tomando en consideración los costos de operación y los ingresos no percibidos por el tiempo de cierre de pozo.

En la proyección se utilizó el precio de barril del petróleo al cinco de enero del dos mil ocho (5-01-2008), el cual fue de US\$ 99.9, siendo el mes de enero la fecha en el que se ejecuto el tratamiento, en el mismo que se consideran los siguientes datos:

CALCULO DE PROYECCIÓN ENERO

Días de producción post tratamiento	22
Días de cierre	5
Días de producción previo tratamiento	4

Ingreso

mensual: Prom mensual x días de producción
 11462×22
 1.145.741,52

Costo de producción:

(Prom mensual x costo de producción) + Costo del tratamiento
 $(11462 \times 10) + 109892,89$
 224.512,89

A continuación se muestra los ingresos de la operadora proyectados a un año, mostrando los valores que la operadora recibiría antes y después de aplicar el tratamiento ácido, con el fin de realizar comparaciones financieras entre estos valores.

TABLA 7.8
PROYECCION ANUAL DE INGRESOS PRE – POST TRATAMIENTO

	PRE-TRATAMIENTO					POST-TRATAMIENTO				
	PROM DIARIO	PROM MENSUAL	INGRESO MENSUAL (USD 99,96)	Costo producción (USD 10/BBI)	INGRESO NETO	PROM DIARIO	PROM MENSUAL	INGRESO MENSUAL (USD 99,96)	Costo producción (USD 10/BBI)	INGRESO NETO
ENERO	369	11439	1.143.442,44	114.390,00	1.029.052,44	521	11462	1.145.741,52	224.512,89	921.228,63
FEBRERO	379	10612	1.060.775,52	106.120,00	954.655,52	526	14728	1.472.210,88	147.280,00	1.324.930,88
MARZO	352	10912	1.090.763,52	109.120,00	981.643,52	453	14043	1.403.738,28	140.430,00	1.263.308,28
ABRIL	357	10710	1.070.571,60	107.100,00	963.471,60	436	13080	1.307.476,80	130.800,00	1.176.676,80
MAYO	262	8122	811.875,12	81.220,00	730.655,12	331	10261	1.025.689,56	102.610,00	923.079,56
JUNIO	324	9720	971.611,20	97.200,00	874.411,20	382	11460	1.145.541,60	114.600,00	1.030.941,60
JULIO	260	8060	805.677,60	80.600,00	725.077,60	318	9858	985.405,68	98.580,00	886.825,68
AGOSTO	276	8556	855.257,76	85.560,00	769.697,76	334	10354	1.034.985,84	103.540,00	931.445,84
SEPTIEMBRE	271	8130	812.674,80	81.300,00	731.374,80	329	9870	986.605,20	98.700,00	887.905,20
OCTUBRE	290	8990	898.640,40	89.900,00	808.740,40	348	10788	1.078.368,48	107.880,00	970.488,48
NOVIEMBRE	275	8250	824.670,00	82.500,00	742.170,00	333	9990	998.600,40	99.900,00	898.700,40
DICIEMBRE	283	8773	876.949,08	87.730,00	789.219,08	341	10571	1.056.677,16	105.710,00	950.967,16
TOTAL					10.100.169,04					12.166.498,51

Conclusión

Con la proyección obtenida en la tabla 7.7 se muestra que al final del año se obtiene un incremento neto de US\$ 2'066.329,47 debido al éxito en el tratamiento ácido aplicado, con una variación porcentual de 20.6% lo cual significa un aumento de 20,885 unidades de barril al año.

Por lo tanto se considera rentable el tratamiento debido a que el ingreso neto obtenido por parte de la operadora supera el costo de ejecución.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Es acertado decir que el tratamiento de estimulación analizado en el presente estudio fue exitoso, principalmente por la reducción del daño de formación, de 5.67 a 0.04, lo cual se evidencia en el incremento de la producción que de 394 BFPD llegó a 629 BFPD.
- El factor de daño (Skin) se originaba, casi en su totalidad, por tres factores:
 - Por el fluido de completación durante el reacondicionamiento, removido por el HCl y HF.
 - Las incrustaciones que taponaban la parte más superficial de la arena, también removido por el HCl y el HF.
 - Los depósitos de parafina, removidos por el solvente.
 - Los otros tipos de daño y pseudodaño, no fueron significantes.
- Cabe mencionar que el incremento en la presión de fondo fluyente de 331.3 psi a 894.5 psi, se debe a la reducción de las barreras de flujo

existentes en la zona de daño. Esto permitió eliminar el drawdown adicional producido por la presencia de una zona dañada y por ende mejorar la productividad del pozo.

- El análisis técnico económico del trabajo de estimulación realizada muestra que al final del año se obtiene un incremento neto de US\$ 2'066.329,47 debido al éxito en el tratamiento ácido aplicado, con una variación porcentual de 20.6% lo cual significa un aumento de 20,885 unidades de barril al año. Por lo tanto se considera rentable el tratamiento debido a que el ingreso neto obtenido por parte de la operadora supera el costo de ejecución
- Es posible que en unos cuantos años, el pozo vuelva a presentar problemas similares, por su tendencia incrustante y la presencia de parafinas. Un tratamiento similar solucionará el problema, pero quizás no con la misma eficiencia.
- La utilización de los programas de análisis de prueba de pozo, utilizados en la Industria como el Pansystem ó el Saphir son de gran ayuda en la industria petrolera, ya que nos permite interpretar la data de las pruebas de presión de manera rápida y eficaz, evitando el tedioso proceso de hacerlo manualmente.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión, antes y después del tratamiento para evaluar adecuadamente el resultado de un trabajo de estimulación.
- Al momento de trabajar con fluidos ajenos o extraños a la formación debemos tener muy en cuenta las propiedades de estos, para así evitar posibles reacciones desfavorables en los trabajos a desarrollarse.
- Hacer un estudio detallado a nivel de laboratorio de la litología, como el tamaño de los poros, para evitar su taponamiento, los minerales presentes en la formación, evitando reacciones desfavorables con los fluidos del tratamiento, y la compatibilidad con estos últimos.
- Hacer un estudio a nivel de laboratorio de compatibilidad entre los fluidos del reservorio y los del tratamiento con el fin de evitar que reaccionen desfavorablemente y causen un daño mayor.
- Para optimizar los tiempos y la economía del tratamiento es necesario asegurarse de tener todas las facilidades necesarias en superficie.
- Se recomienda al personal, usar todo el equipo de seguridad adecuado, debido a que se trabaja con sustancias nocivas para la salud.

- “El remedio puede ser peor que la enfermedad” debido a que en el momento de aplicar un tratamiento este puede derivar en un daño mayor, tal vez por desconocimientos de conceptos básicos o por falta de un estudio previo a nivel de laboratorio ó una mala interpretación de pruebas de presión.

BIBLIOGRAFIA

- 1- Patice Baby, Marco Rivadeneira, Roberto Barragán La Cuenca Oriente Geología y Petróleo, tomo 144 de la colección “Travaux de l’ Institut Francais d’ Etudes Andines” 1a edición, octubre 2004, 247-251 p.
- 2- S. Quiroga, Propiedades físicas de los fluidos y las rocas, 3a edición octubre 1992, 18-26 p.
- 3- Ernesto Hurtado Domínguez, Simulación de las Redes de producción del CPF y EPF del Bloque 15, Tesis de Grado ESPOL, noviembre 2007, 2-4p.
- 4- Sergio Ciguela, José Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones, PetroEnergy, julio 2004, 196 p.
- 5- Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 201 – 204 p.
- 6- Sergio Ciguela, Jose Betancourt, Manual Diseño de Estimulaciones Petroenergy, julio 2004, 222 – 224 p.

- 7-** San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulaciones ácidas, edición 2008, 72 – 76 p.
- 8-** San Antonio Pride, Introducción al Daño de Formación y Estimulación ácida, edición 2008, 7 – 10 p.
- 9-** San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 215 – 229 p.
- 10-** San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 107 – 114 p.
- 11-** San Antonio Pride, Daño de Formación y Estimulación ácida, Ing. Marcela Z. Mucci. Primera edición, abril de 2007, 237 – 250 p.